

На правах рукописи



Кокин Сергей Евгеньевич

**ЭНЕРГО-ИНФОРМАЦИОННЫЕ МОДЕЛИ
ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ БОЛЬШИХ ГОРОДОВ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и
электроэнергетические системы

Автореферат диссертации
на соискание ученой степени доктора технических наук

Екатеринбург - 2013

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Научный консультант: доктор технических наук, профессор
Паздерин Андрей Владимирович

Официальные оппоненты: **Ерохин Петр Михайлович**,
доктор технических наук, профессор,
ОАО «Системный оператор Единой
энергетической системы», советник
заместителя Председателя Правления

Манусов Вадим Зиновьевич,
доктор технических наук, профессор,
ФГБОУ ВПО «Новосибирский
государственный технический
университет», профессор кафедры
«Систем электроснабжения предприятий»

Чукреев Юрий Яковлевич,
доктор технических наук, профессор,
ФГБУН «Институт социально-
экономических и энергетических проблем
Севера» Коми НЦ УрО РАН, директор

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
профессионального образования
«Самарский государственный
технический университет»

Защита состоится 20 марта 2013 г. в 14 часов 15 минут на заседании диссертационного совета Д 212.285.03 на базе ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина», г. Екатеринбург, ул. Мира, 19, ауд. Э-217.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке УрФУ.

Автореферат разослан 17 февраля 2013 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
Д 212.285.03, д.т.н.



Зюзев Анатолий Михайлович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Рост применения интеллектуальных технологий в сфере электроэнергетики и реформирование российской энергетики ставят новые важные задачи развития систем электроснабжения (СЭС) больших городов. Модернизация управления электроэнергетикой привела к финансовой самостоятельности электросетевых компаний, которая обеспечивается денежными средствами, получаемыми за транспорт электроэнергии и техническое присоединение. При увеличении числа электросетевых предприятий и уменьшении размера каждого в отдельности, по сравнению с дореформенными вертикально-интегрированными энергокомпаниями, существенно возрастают риски и значимость управленческих решений. Ответственность электросетевых компаний за собственные сети повышает значимость вопросов энергосбережения, снижения сверхнормативных потерь электроэнергии и повышения качества измерительных систем учета электроэнергии.

В последние годы потребители электроэнергии (ЭЭ) в СЭС на средних и низких классах номинального напряжения все больше применяют генерирующие агрегаты малой мощности, в том числе и на основе возобновляемых источников энергии. Появление источников распределенной генерации, энергоаккумулирующих установок, современных цифровых устройств измерения режимных параметров энергосистем и управления ими приводит к качественным изменениям как в самих СЭС, так и в системах их управления. Новые технологические компоненты, используемые в современных информационно-измерительных комплексах СЭС, в зарубежной литературе получили название SmartGrid, а в отечественных публикациях — «умные сети». Следует отметить, что строгие определения в отношении данных терминов отсутствуют, так как они характеризуют общее направление совершенствования СЭС.

С учетом указанных тенденций некоторые задачи управления СЭС формулируются в новой постановке. Это касается современных требований к структуре и топологии СЭС, применения устройств релейной защиты и автоматики, учета электрической энергии, управления нагрузкой и возможностей размещения в сетях источников генерации. Кроме того, изменились подходы к решению задач развития и реконструкции СЭС.

Модернизация оборудования и совершенствование информационных технологий требуют более сосредоточенного внимания к вопросам формирования научно-технической политики электросетевого предприятия. В современных условиях при принятии управленческих решений возрастает роль прогнозной информации. Многокритериальный характер задач принятия решений, отсутствие строгой математической модели, описывающей поведение СЭС во временном разрезе, отсутствие полного объема информации и возможная ее недостоверность приводят к тому, что управленческие решения часто основываются на опыте и интуиции руководителя. Необходим инструмент, позволяющий повысить

объективность и качество принимаемых решений, использующий как технические и экономические показатели СЭС, так и опыт квалифицированных специалистов.

Все сказанное в первую очередь относится к СЭС больших городов, которые развиваются более высокими темпами по сравнению с остальными энергообъектами и используют наиболее прогрессивные технологии. Мегаполисы представляют собой самые крупные формы городских поселений, которые возникают или образуются путем интегрированного объединения главного города с окружающими его населенными пунктами. Таким образом, в результате слияния инфраструктур образуются большие и сложные технические системы, обеспечивающие гарантированное энерго- и электроснабжение потребителей и функционирование всех подсистем СЭС.

Темпы внедрения информационных технологий во многих сферах деятельности электросетевых компаний в крупных городах существенно выше, чем в остальной электроэнергетике. Активно внедряются информационно-измерительные системы управления, кардинально увеличиваются объемы информации, вводятся новые аппаратно-технические комплексы, позволяющие автоматизировать многие функции электросетевой компании. При этом существенно увеличивается взаимозависимость и взаимопроникновение основного технологического процесса, связанного с процессом транспорта электрической энергии, использующим первичное высоковольтное оборудование, с информационной системой, обеспечивающей не только технологическое управление данным оборудованием, но и координацию всех вспомогательных процессов. Высоковольтное электротехническое оборудование, образующее СЭС, уже невозможно отделить от информационной системы управления. Взаимосвязь данных систем, их описание, структурирование, оптимизация и являются предметом изучения в данной работе. Объединение энергетической и информационной составляющих СЭС лежит в основе энерго-информационной модели (ЭИМ).

СЭС как большая техническая система кибернетического типа является эмерджентной – она обладает свойствами, не присущими её подсистемам, блокам и элементам. В отличие от передающих систем СЭС характеризуется существенно большим числом элементов. По критерию экономичности оперативные электрические схемы СЭС являются структурно радиальными, с упрощенными системами релейной защиты и автоматического (автоматизированного) управления. Как правило, это приводит к локализации узлов электропотребления с ограниченным объемом обменных информационных потоков. Развитие распределенной генерации и информационной технологии требует пересмотра принципов системы управления СЭС. Под новое направление требуется новая организация информационного обеспечения. Этому посвящена диссертационная работа, Это и делает весьма актуальной ее тематику.

В информационном плане СЭС можно представить как многоуровневую, многослойную структуру достаточно большой размерности

со сложной многосвязной системой отношений. Для решения задач функционирования и развития СЭС необходима разработка и внедрение адекватной энерго-информационной модели. Такая модель должна быть построена на основе многомерной, иерархичной информационной системы, состоящей из подсистем, объединенных множеством функциональных связей. Именно такие связи позволяют оценить функциональное состояние подсистем и системы в целом. В свою очередь, функциональное состояние СЭС характеризуется следующими показателями: техническое состояние электрооборудования, надежность электроснабжения, энергоэффективность, экологичность, финансовая устойчивость и т. п.

В отечественной и зарубежной практике предпринимались попытки разрешить лишь отдельные аспекты вопросов создания комплексной энерго-информационной модели функционирования и развития СЭС мегаполисов. В сложившейся ситуации при отсутствии единого инструментария невозможно решение существующих задач управления СЭС. Именно поэтому принципиально необходимо создание инструментария мониторинга городских электрических сетей и оценки функционального состояния оборудования.

Информационная система, обеспечивающая поддержку принятия решений по развитию и функционированию системы энергоснабжения, должна удовлетворять такому важному требованию, как доступность и достоверность используемой информации. Это означает, что используемые модели и методы принятия решений должны быть информационно обеспечены. Требование информационной обеспеченности существенно влияет на формирование математических моделей и методов, используемых для решения энергетических задач. Часть необходимой информации может отсутствовать по объективным причинам, связанным с невозможностью ее получения (отсутствие измерительных систем, отсутствие каналов связи и пр.). Кроме того, отсутствие информации связано с недостатками информационной системы электросетевого предприятия: разрозненностью ее информационных подсистем, отсутствием обмена между базами данных и программными комплексами. Повышение качества системы принятия решений связано как с совершенствованием ее информационной обеспеченности, так и с развитием математических методов принятия решений.

Наряду с этим необходима разработка способов оценки погрешности в расчете потерь активной мощности в условиях схемно-режимного многообразия топологии городских электрических сетей. В настоящее время для этих целей вполне обосновано применение интеллектуальных информационных технологий, использующих такие эффективные подходы как теория нечетких множеств (ТНМ) и нечеткая логика, генетические алгоритмы (ГА) и искусственные нейронные сети (ИНС). Их использование позволяет осуществлять оценки и принимать решения не только на перспективу, но и в режиме on-line.

Цель работы — обоснование и создание энерго-информационной модели развития и функционирования СЭС, которая должна обеспечить решение следующих основных задач:

- существенное повышение точности, достоверности и оперативности оценок текущего и прогнозного состояний СЭС и режимов ее работы за счет создания адаптивной информационной модели;
- анализ распределения электроэнергии с целью минимизации потерь и разработка соответствующих рекомендаций по режимам оборудования СЭС;
- оценка функционального состояния отдельных подсистем и СЭС в целом;
- оценка влияния отказов электрооборудования на работу СЭС;
- определение «узких мест» СЭС для решения вопросов подключения новых потребителей, вывода электрооборудования в ремонт и реконструкции электрической сети.

Научная новизна работы связана со следующими основными научными положениями и результатами:

– предложена универсальная концепция построения адаптивной и многоуровневой информационной системы, обеспечивающей принятие решений как для задач управления, так и для задач развития систем электроснабжения больших городов – мегаполисов;

– сформулирована и реализована идея представления электрической сети в виде многосвязной графовой структуры, которая в отличие от древовидной структуры обеспечивает повышенную гибкость моделирования режимов путем параллельного выполнения вычислений для отдельных подсистем;

– разработана объектно-ориентированная структура хранения информации об объектах и отдельных элементах городской электрической сети, позволяющая динамически формировать их состав и характеристики;

– разработана энерго-информационная система мониторинга функционального состояния всех видов электрооборудования СЭС для анализа различных режимов с возможностью визуализации топологии сети;

– адаптирована математическая модель оценки состояния энергораспределения (ЭР) применительно к системе электроснабжения мегаполиса, основанная на уравнениях балансов ЭЭ в узлах и ветвях схемы, которые адекватно описывают режим электрической сети при изменении ее топологии;

– предложен генетический алгоритм поиска точек оптимального размыкания в сложнзамкнутых сетях с возможностью снижения суммарных потерь активной энергии в электрической сети на основе задачи энергораспределения;

– исследована архитектура СЭС и разработан способ выбора функции активации для анализа потерь активной мощности на основе искусственной нейронной сети, обеспечивающей достаточно быструю оценку потерь

мощности и энергии в городской электрической сети и возможность прогнозирования этих потерь как важного технико-экономического показателя;

- предложены методы индикативного анализа функционального состояния электрооборудования и оценки режимов СЭС в целом, позволяющие установить возможные отклонения режимных и технических параметров и выработать соответствующие управляющие воздействия в условиях информационной неопределенности.

Практическая ценность работы заключается в следующем:

- разработаны алгоритмы и программы, на основе которых создана информационно-организационная система, позволяющая электросетевым компаниям осуществлять анализ текущего состояния городских распределительных сетей, а проектным организациям определять пути развития районов электрических сетей, их модернизацию и перевооружение;

- предложен системный подход к практическому определению первоочередных инвестиций по развитию СЭС для повышения их технического уровня, что дает возможность сформировать приоритетные направления развития СЭС больших городов, в частности СЭС г. Екатеринбурга, в условиях ограниченного финансирования;

- разработано программное обеспечение, интегрированное в программный комплекс Most, которое позволяет автоматизировать расчеты оценки технического состояния электрооборудования и повысить качество управленческих решений на предпроектном этапе, связанном с ремонтом и заменой оборудования, реконструкцией подстанций и вводом новых энергообъектов;

- выполнены исследования по разработке моделей и методов ЭР, реализованные в виде программного комплекса «Баланс», предназначенного для расчета технических и коммерческих потерь ЭЭ в распределительных сетях произвольной конфигурации и совмещения данных расчетов с фактическими и допустимыми небалансами.

Обоснованность и достоверность научных положений и выводов выполненных исследований базируется на использовании фундаментальных основ теоретической электротехники, а также использовании основ теории установившихся и переходных процессов в электрических сетях (ЭС). Ряд практических выводов основан на корректном применении математических методов теории графов, генетических алгоритмов, Fuzzy-технологий и подтверждается удовлетворительным совпадением результатов, полученных на основе моделей, с процессами на реальных электроэнергетических объектах СЭС городов.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на 18 международных и Российских научно-технических конференциях, а именно: на научно-практической конференции «Энергоснабжающие техника и технологии», Екатеринбург, 2003; научно-практической конференции «Проблемы и достижения в промышленной

энергетике», Екатеринбург, 2003; научно-технической конференции «Энергетика, экология, энергосбережение, транспорт», Тобольск, 2004; II Всероссийской научно-технической конференции «Энергосистема: управление, качество», Екатеринбург, 2004; региональном семинаре ОДУ Урала и кафедры «Автоматизированные электрические системы», Екатеринбург, 2005; научно-практических конференциях с международным участием «Энергетика и электротехника», Екатеринбург, 2005 – 2006 и др.; «Energy saving technologies inscientific and technical development for industrial corporations», Dortmund, 2008; III международной научно-практической конференции «Энергосистема: управление, конкуренция, образование», Екатеринбург, 2008; Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Nangin; The First International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, Nanjing, 2009; 35th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, November 2-5, Porto, Portugal.: IEEE, 2009; 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering IEEEIC 2010, Prague; Всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования», Томск, 2010; International Scientific Conference «Energy Industry Development And Ecology». Ulaanbaatar, 2010; Всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи», Екатеринбург, 2010; International Scientific and Technical Conference «Electrical Power Engineering - 2010», Varna, 2010; Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодёжи», International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Santiago de Compostela (Spain), 2012, и других.

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 66 работ, в том числе 17 работ в рецензируемых изданиях ВАК.

Структура и объем работы. Диссертационная работа содержит введение, пять глав, заключение, список литературы и приложения. Общий объем работы составляет 367 страниц и включает 174 библиографических наименования.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы и дана ее общая характеристика. Рассмотрены наиболее значимые проблемы СЭС больших городов и основные принципы управления такими системами, а также анализ их технического состояния и пути модернизации и перевооружения. Сформулированы цели и задачи настоящей работы.

Первый раздел посвящен анализу информационного обеспечения задач мониторинга топологии и текущего состояния оборудования СЭС.

В этом разделе представлена характеристика текущей ситуации в распределительных сетях. Рассмотрены используемые инструменты мониторинга технического состояния электрооборудования. Выполнен анализ достоверности методов оценки работоспособности электрооборудования, применяемых в настоящее время. Кроме того, приведено описание существующих информационных комплексов (ИК),

установленных в ЕЭСК, их проверки на достоверность и доступность информации для автоматизированного применения в системе мониторинга.

Крупные города, имеющие современные и рационально выполненные ЭС, характеризуются комбинацией различных классов напряжения от 0,4 до 500 кВ. Все виды ЭС, составляющие СЭС мегаполиса, определяются набором доступных данных и оцениваются индивидуальными методами диагностики технического состояния. Оценка функционального состояния фрагмента ЭС требует комплексного рассмотрения подсистемы, которая может оказаться шире исследуемого фрагмента.

Анализ ИК показал, что доступной информации, как правило, недостаточно для автоматизированного использования в системе мониторинга. Кроме того, в ИК данные об электрооборудовании обычно не систематизированы, а для выполнения процедур оценки работоспособности элементов ЭС их необходимо рассматривать, в том числе, в условиях топологической связности с другими элементами СЭС.

Сложность анализа технического состояния ЭС связана с необходимостью исследования элементов электрической сети как части объединенных подсистем, функционирующих по индивидуальным законам и принципам. Здесь подсистема – это элемент или группа элементов электрической сети: трансформаторы, силовые выключатели, шины, разъединители, трансформаторные подстанции (ПС), которые рассматриваются как консолидированные объекты ЭС и пр. Необходимость такого разделения единой сети на подсистемы (уровни) объясняется, во-первых, трудностью обработки разнородной информации, во-вторых, спецификой структуры исходных данных для расчета сетей различных классов напряжения. Изменение режима работы какого-либо элемента может существенным образом повлиять на режим работы другого элемента и/или всей энергосистемы в целом. Степень такого влияния может быть выявлена с помощью комплексного мониторинга всех связанных подсистем.

Информационное обеспечение задач синтеза и эксплуатации СЭС предложено рассматривать, опираясь на энерго-информационную модель, в основу которой положены следующие принципы.

Система представляется в виде совокупности подчиненных систем более низкого уровня с более узкими целями развития. Классификация сегментов СЭС и рассмотрение системы как набора взаимосвязанных компонентов позволяет снизить размерность вычислений и максимально приблизить общую модель к реальной производственной системе.

Классификация электрических сетей по уровню напряжения придает свойство *многоуровневости* модели системы (множество уровней MU)

$$MU = \bigcup_{i=1}^N tu_i, \quad (1)$$

где tu_i – уровень иерархии СЭС i из N .

Анализ технического состояния электрооборудования каждого класса напряжения выполняется на базе той информации, которая для него

доступна. Как правило, набор и достоверность информации соответствуют значимости сегмента ЭС. Свойства и признаки коррелируют между собой. Вслед за слоевой структурой СЭС целесообразно представлять слоевой информационную структуру. Здесь рационально выделить уровни управления СЭС, соответствующие набору информации каждого из множества ML информационных слоев (в общем виде пересекающиеся подмножества):

$$ML = \bigcup_{j=1}^K ml_j. \quad (2)$$

где ml_j – информационный слой СЭС j из K .

В такой постановке система делится на кластеры, каждый из которых обладает единым уровнем представленной информации и определенными операционными воздействиями.

Задача технического перевооружения ЭС тесно связана с прогнозированием и планированием, под которыми обычно понимают предсказания исходов и изменений в развитии каких-либо событий, процессов, явлений на основе перспективных и ретроспективных данных, а также выбор состава мероприятий и последовательность их выполнения в будущем для достижения поставленной цели. Оптимальный результат определяется на базе критериального условия, которое меняется в зависимости от вида функций состояния системы и функций управления этой системой.

Достижение оптимального состояния системы возможно не единственным способом. Допустимые варианты развития различаются структурными показателями, составом и параметрами объектов, затратами материальных и иных ресурсов. Именно это определяет *многовариантность* развития. Данный фактор должен учитываться при поиске оптимального плана развития большой системы.

Использование только экстраполяционных методов прогнозирования развития сетей, основанных на изучении предыстории процесса, не может дать удовлетворительного результата, так как динамические ряды показателей сетей носят нерегулярный характер (чередование периодов стагнации и резких скачков в сетевом строительстве). Методика прогнозирования должна быть основана на установлении связей между электросетевыми показателями и основными влияющими факторами. В ситуации стохастической неопределенности автором была разработана модель объектов и процессов на основе методов нечеткой логики, описывающих явления, которые происходят в СЭС.

В качестве одной из целей технического перевооружения принимается достижение и поддержание *должного уровня состояния работоспособности системы (безаварийности)*. Формирование комплекса мероприятий предполагает наличие объективной и достоверной оценки технического состояния СЭС. Для обеспечения достоверности диагностику состояний оборудования и системы в целом предлагается проводить с использованием

системы индикаторов. Проведенные исследования показали, что наиболее приемлемым подходом к решению задач оценки функционального состояния СЭС является *индикативный анализ*. В данной задаче *индикатор* – это показатель качества функционирования объектов системы, значение которого в достаточной степени отражает уровень состояния объекта в технической, экономической или иной функциональной сфере (области).

Мониторинг состояния объектов СЭС реализуется с использованием информационной графовой надстройки, отражающей топологическую связность объектов системы. Предлагаемая информационная структура в достаточной степени соответствует следующим требованиям: она должна быть масштабируема, компактна и исключать дублирование информации; отвечать многоуровневой концепции; основываться на графах и к ней должны быть применимы стандартные методы работы с графами. Взаимодействия объектов электрической сети моделируются с помощью реляционных связей между ними.

Во втором разделе рассматриваются аспекты оптимального хранения и поиска данных о параметрах и режимах ЭС. Сформулированы принципы построения энерго-информационной модели СЭС. Моделирование процессов передачи и распределения электроэнергии требует анализа и систематизации исходной информации, данных о структуре сети, параметрах электрооборудования, учете электропотребления и т. п. Информация, необходимая для функционирования системы, разделена по степени постоянства и направлению движения на три класса: *справочная, условно-постоянная и временная*. Класс справочной (постоянной) информации включает табличную (каталоги производителей), смысловую (нормативные документы) и графическую. Условно-постоянная информация содержит сведения о реальном оборудовании СЭС, схемах энергообъектов, типах защит и т. д. Временная информация формируется в качестве исходных данных на основе справочной и постоянной информации для решения поставленных задач. Вся постоянная и условно-постоянная информация (наименования объектов, схемы, постоянные расчетные показатели и пр.) неизменна в течение длительного времени. Вместе с тем от достоверности этой информации в значительной мере зависит работоспособность системы. Такие данные концентрируются в массивах нормативно-справочной информации, к организации хранения, коррекции и использованию которых предъявляются особые требования.

Необходимо отметить, что схемы ЭС, как правило, характеризуются определенным уровнем детализации (по классам напряжения, предметной принадлежности и некоторым другим признакам). Фактически система передачи и распределения электроэнергии представляет собой *универсум*, включающий в себя множества объектов и связей между ними. Причем каждый элемент данных множеств может являться совокупностью элементарных объектов, объединенных в единую электрическую сеть СЭС. Для применения теории графов к решению произвольных электроэнергетических задач необходимо договориться, что именно считать

вершинами, а что – связями. Кроме того, для большинства практических задач необходимо иметь информацию не только о структуре графа, но и об объектах, образующих данную систему. Подразумевается, что каждый объект ЭС отображается вершиной или множеством вершин графа сети. Это означает, что подграфы ЭЭС (ES) и ПС (GPS) могут быть описаны выражениями

$$\{ES, GPS\} = (V, E, O) \quad (3)$$

соответственно, где элементарный объект $obj_i \in O$ представлен как пара $O = (Class, Param)$; $Class$ – множество классов элементарных объектов (марка, тип электрооборудования и т. д.); $Param$ – множество параметров, характеризующих как состояние объекта, так и его поведение в различных ситуациях. Вершины подграфа ЭЭС – ПС, секции шин ПС или линии электропередачи (рис. 1). Вершины подграфа ПС – линии электропередачи, распределительные устройства и трансформаторы (рис. 2).

Введение параметра O позволяет задать произвольные характеристики вершин графа ЭС и представить систему передачи электроэнергии как структурную организацию объектов.

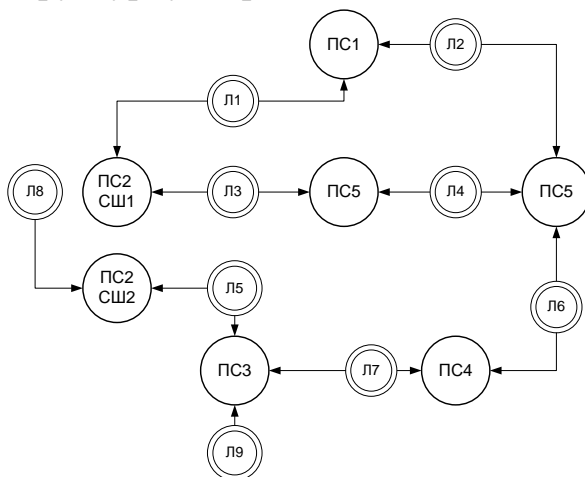


Рисунок 1 – Структурная схема фрагмента СЭС

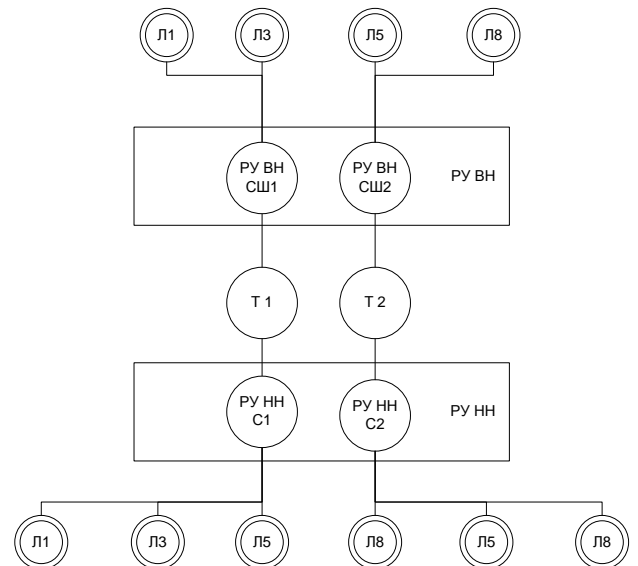


Рисунок 2 – Структурная схема ПС

В основе разработки информационной составляющей ЭИМ лежат следующие принципы построения системы хранения и поиска информации:

- многоуровневость – рассмотрение схемы сети с точки зрения многослойного n -мерного пространства;
- гибкость – возможность преобразования представления графа сети в любую форму;
- универсальность – возможность хранения произвольного набора характеристик того или иного объекта;
- компактность – доступ к исходной информации без дублирования ее на каждом уровне;
- инвариантность представления сети – возможность преобразования объектов СЭС в графовой интерпретации. В одном случае объект может быть

представлен вершиной или множеством вершин, в другом – ветвью графа сети.

Организация комплексного мониторинга сети потребовала создания структуры, способной изменяться в зависимости от поставленной задачи. Задача мониторинга базируется на определенном составе компонентов – от элементарных до консолидированных объектов ЭС. При анализе нагрузочной способности трансформаторов рассматривается подсистема, ограниченная схемой ПС. Если же рассматривается задача потокораспределения мощности между подстанциями сети на уровне связей между ними, то нет необходимости детально рассматривать внутреннюю структуру ПС. В таком случае в качестве элементов исследуемой сети ПС выступают как единые или как структурно модернизированные (ПС может представляться двумя и более узлами – системами шин) объекты СЭС.

Необходимость эквивалентирования («сжатия») схемы ПС обусловлена избыточностью исходной информации для ряда решаемых задач. Консолидация схемы соединения ПС в единый объект (или группу объектов) позволяет существенно снизить объем обрабатываемой информации и не приводит к упрощению и примитивизму исходных данных.

Данные о топологии сети организованы так, что каждый узел элементарного объекта должен быть «привязан», т. е. ссылаться на объект другого уровня. Таким образом, каждый элементарный объект (трансформатор, выключатель, разъединитель и т. д.) имеет указатель на определенный уровень (распределительное устройство (РУ), район электрических сетей (РЭС) или СЭС).

Многоуровневость позволяет изучать предмет с различной степенью глубины, а также осуществлять переход от задач, связанных с анализом структуры ПС как отдельной системы, к задачам анализа межсистемных связей.

Топологическая связность во многом зависит от режима работы ПС, текущих состояний силовых выключателей (включен или отключен), трансформаторов и т.д., то есть от того, что напрямую влияет на режим работы СЭС. Отсутствует необходимость отдельного хранения схемы СЭС, так как отдельное хранение привело бы к дублированию информации в структуре. Поэтому *схемы СЭС «генерируются» в зависимости от состояния внутренних структур ПС, состояния коммутационной аппаратуры и режима работы силового оборудования* (рис. 1, 2).

На основе предъявленных требований к структурам хранения информации о сети и принципиального подхода к их реализации были проанализированы следующие варианты задания графа: *матрица инцидентности, матрица смежности и связный список*. Наилучшим образом для хранения информации произвольной структуры подходят «списки», элементами которых могут быть не только произвольные объекты, но и таблицы или ссылки на соответствующие таблицы справочной информации. Связный список удобно реализовать в виде матрицы узлов (N^S) и матрицы связей узла (L^S).

Матрица узлов, имеющая размерность $n \times (r + 2)$, записывается в виде:

$$N^S = [n_{ik}^S], (i = 1, \dots, n; k = 2, \dots, r + 2), \quad (4)$$

где n – число узлов; r – число характеристик узла (если требуется хранить только структуру графа сети, то $k = 2$). Поле $(n_{i,1}^S)$ предназначено для хранения имени узла. Поле $(n_{i,2}^S)$ используется для хранения номера строки в матрице связей (L^S) , начиная с которой хранится описание связей узла. Поля $(n_{i,3,\dots,2+r}^S)$ предназначены для хранения произвольных характеристик узлов.

Матрица связей узла, имеющая размерность $(2 \times m + r)$, имеет вид

$$L^S = [l_{jt}^S], (j = 1, \dots, 2 \times m; t = 1, \dots, s + 3), \quad (5)$$

где m – число ветвей; s – число характеристик ветви, необходимых для описания ее свойств (если требуется хранить только структуру, то $s = 2$). Поле $(l_{j,1}^S)$ предназначено для хранения имени ветви. Поле $(l_{j,2}^S)$ используется для хранения указателя на продолжение связей и обеспечивает ссылку на строку в матрице L^S , в которой хранится описание следующей связи узла (если все связи узла уже описаны, то $l_{j,2}^S = 0$). Поле $(l_{j,3}^S)$ является указателем на строку предыдущей связи. Поля $(l_{j,4,\dots,3+s}^S)$ используются для хранения различных характеристик связей.

Структурная организация основана на объектно-ориентированном принципе построения модели ЭС (рис. 3). Каждый элементарный объект сети $O = (Class; Param)$ обладает произвольным набором индивидуальных нормативных данных, свойств и признаков, описывающих его назначение, функциональные особенности и характер работы в различных ситуациях. Кроме того, объект обладает графическим образом. К основным объектам относятся: трансформаторы, линии электропередачи, кабельные линии, коммутирующие устройства, шины, потребители, источники электроэнергии и т. д., а также объекты более высокого уровня – станции, ПС, ЭЭС. Элементарный объект представлен ветвью или совокупностью ветвей графа. Для идентификации элемента сети в графе ветвь имеет указатель на класс объектов, которому она соответствует, и индивидуальный номер данного элемента в реестре. Таким образом, связь в матрице L^S является отображением объекта ЭЭС.

Реестр имеет иерархическую архитектуру и содержит полное описание структур и характеристик всех объектов электрической сети (рис. 4).

Множество записей в реестре соответствует объединению всех множеств объектов:

$$RO = SES \cup RES \cup PS \cup Trans \cup Q \cup QR \cup Obj, \quad (6)$$

где SES – множество СЭС; RES – множество РЭС; PS – множество ПС; $Trans$ – множество трансформаторов; Q – множество выключателей; QR – множество разъединителей; Obj – множество пользовательских объектов. Необходимо отметить, что, согласно разработанным формам хранения, каждый модуль обладает собственной структурой.

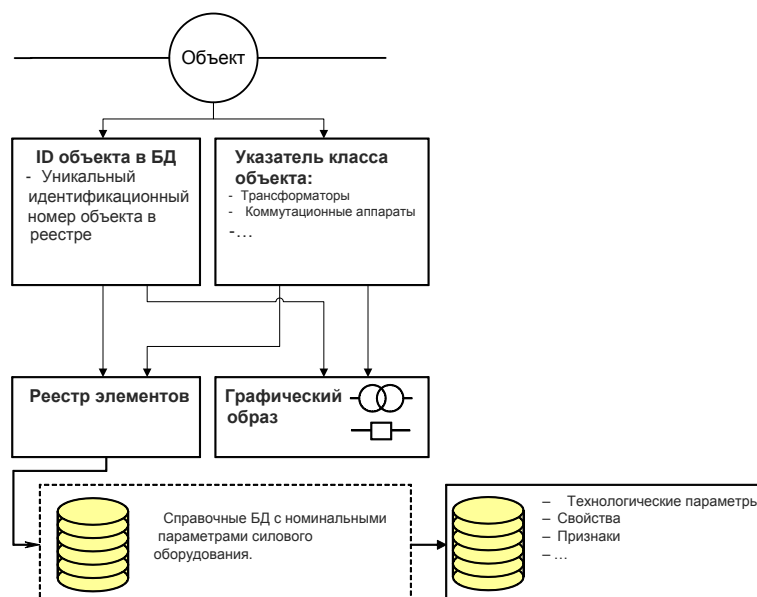


Рисунок 3–Принцип хранения информации

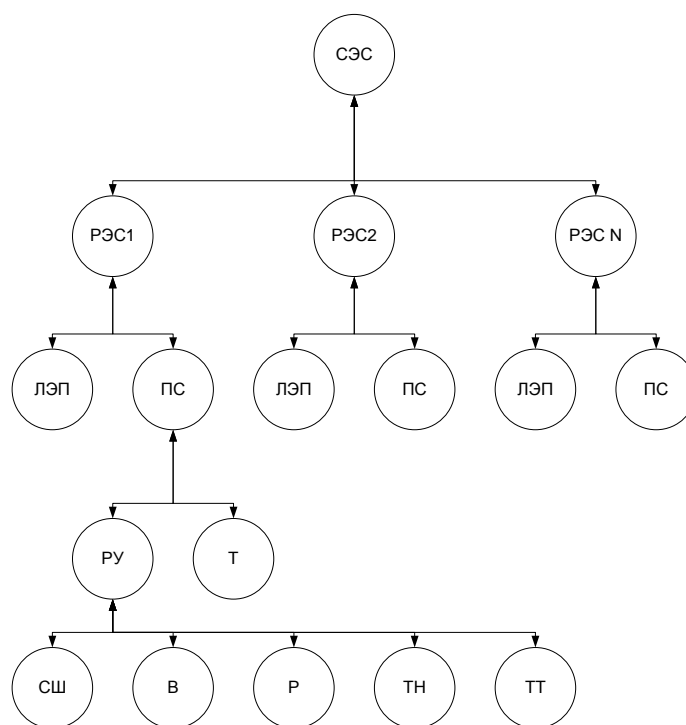


Рисунок 4 – Организация реестра объектов СЭС

Создание реестра позволяет избежать многократного дублирования информации. Доступ к данным осуществляется последовательно, и объем запрашиваемой информации может определяться в зависимости от поставленной задачи.

В работе рассмотрены принципы и механизмы формирования методической и алгоритмической базы реализации задач мониторинга. Оценка работоспособности и функционального состояния, как электрооборудования, так и ЭЭС в целом, требует четко структурированных графов множества ПС и ЭЭС с указанием состава оборудования, а главное, единых подходов и методов анализа потокораспределения мощности и

энергии в электрической сети. Все реализованные в системе операции разделены на две группы:

- а. служебные операции, связанные с преобразованием:
 - исходного графа сети с необходимой и достаточной степенью детализации;
 - данных, требуемых для выполнения расчетов;
- б. расчетные операции, связанные с решением конкретных задач по оценке параметров и режимов работы оборудования электрической сети.

Служебные операции осуществляют следующие функции.

Формирование схемы ПС(i), принадлежащей к ЭЭС(k), заключается в получении подграфа

$$GPS_i = (GPS_i \subset GPS, ES_k), \quad (7)$$

состоящего из множества вершин

$$V_i = \bigcup_{k=1}^n V_{gps.i} = \{v_k: v_k \in (GPS_i)\} \quad (8)$$

и множества ребер

$$E_i = \bigcup_{l,j=1}^m E_{gps.i} = \{e_{l,j}: v_l \in V_{gps.i} \text{ и } v_j \in V_{gps.i}\}. \quad (9)$$

Форма хранения информации о сети позволяет однозначно определить множество узлов графа подстанции и предоставить прямой доступ к их связям множества E_i и к множеству объектов O_i , определяющему множество ветвей. Таким образом, граф ПС может быть представлен как

$$GPS_i = (V_i, E_i, O_i). \quad (10)$$

Формирование схемы ЭЭС, представляющей более высокий уровень организации, чем ПС, включает три этапа.

На первом этапе происходит формирование объектов «ПС» из подмножества ПС, содержащего (n) элементов, которые принадлежат множеству $U = \{gps: gps \in GPS \text{ и } gps \in ES_k\}$ энергосистемы (k) (рис. 6). Для каждой ПС в отдельности производится определение групп связности. Каждой группе связности (g) ставится в соответствие вершина графа ЭЭС ($v_{gs.gps.g}$). Следовательно, полное множество вершин всех ПС ЭЭС(k) соответствует множеству

$$V_{gs.gps} = \bigcup_{i=1}^n \bigcup_{g=1}^g V_{gs.gps.g.i}. \quad (11)$$

Подмножество узлов, соответствующее «точкам входа» множества подстанций, которые принадлежат рассматриваемой ЭЭС, может быть представлено как

$$\bigcup_{i=1}^n V_{gps.i} = \{v: v \in (GPS_i \cap ES_k)\}. \quad (12)$$

На данном этапе множество точек графа ЭЭС является совокупностью множества «точек входа» всех ПС, которые одновременно принадлежат рассматриваемой ЭЭС (рис. 5 – элементы S_1 - S_{16}), и множества точек, отображающих группы связности всего множества подстанций. Множество связей внутренней структуры таких объектов, как ПС, напрямую зависит от числа групп связности графа $ПС(i)$ и ее «точек входа» (рис. 5). При нахождении соответствия между ними формируется множество связей

$$E'_i = \bigcup_{j=1}^m E_{gps.i.j} = \{e_{l,t}: v_t \in V_{gps.i} \text{ и } v_l \in V_{gs.gps.i}\}. \quad (13)$$

где $V_{gps.i}$ – множество «точек входа»; $V_{gs.gps.i}$ – множество узлов групп связности.

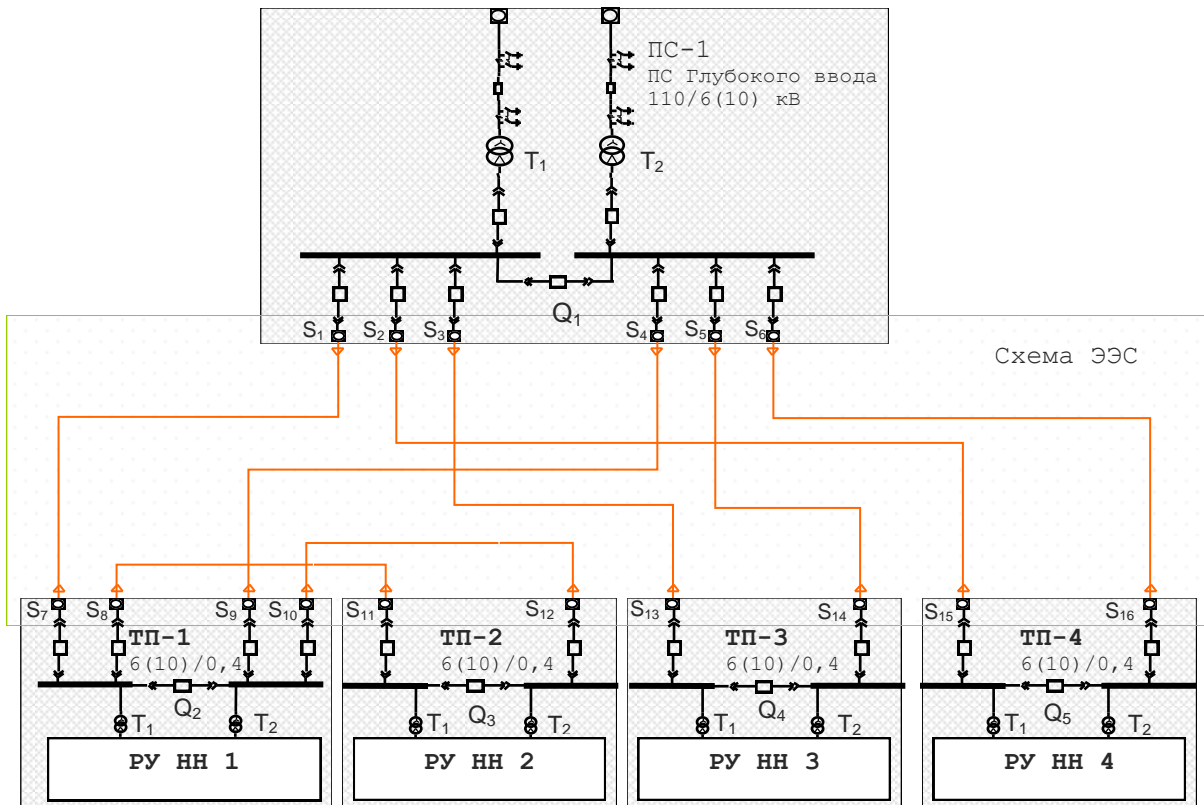


Рисунок 5 – Принципиальная схема РС от ПС глубокого ввода 110 кВ до РУ НН ТП-РП и ВРУ 0,4 кВ

Все связи множества $E' = \bigcup E'_i$ являются отображением внутренних структур множества GPS . Соответственно множество вершин, принадлежащих множеству ПС ЭЭС, представляет собой объединение множеств вершин, часть из которых отображает «точки входа» $ПС(i)$ и часть отображает группы связности $ПС(i)$:

$$V' = \bigcup_{i=1}^n V_{gps.i} \cup \bigcup_{i=1}^n V_{gs.gps.i}. \quad (14)$$

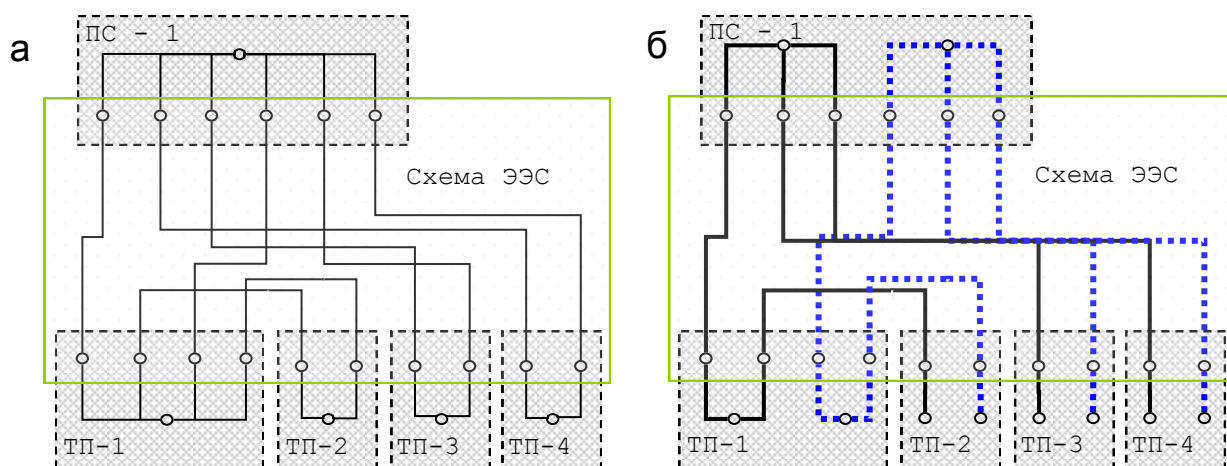


Рисунок 6 – Графы ЭЭС:

а – при включенных ШСВ; *б* – при отключенных ШСВ

На втором этапе осуществляется формирование системных связей. Граф ЭЭС включает множество узлов V'' , принадлежащих исключительно заданному уровню, т.е. рассматриваемой схеме ЭЭС. Собственные узлы графа ЭЭС принадлежат только ей и не принадлежат ни одной другой ПС:

$$V'' = \{v: v \in ES_k \text{ и } v \notin GPS\}. \quad (15)$$

Системные связи принадлежат графу рассматриваемой ЭЭС:

$$E'' = \{e: e \in ES_k \text{ и } v \notin GPS\}. \quad (16)$$

Пара (V'', E'') определяет структуру системных связей ЭЭС(k) (рис. 6).

На третьем этапе комбинируются подграфы ПС и подграфы системных связей. Граф заданного уровня ЭЭС является суммой множеств узлов V' и V'' , множеств ветвей E' и E'' , а также множеств параметров связей O и имеет следующий вид:

$$ES_k = (V' \cup V'', E' \cup E'', O), \quad (17)$$

где O – указатель на объекты, такие как «ПС», «Кабельные линии», «ЛЭП» и т.д.

Разработка энерго-информационной модели выполнена с ориентацией на международный стандарт – Common Information Model (CIM), за счет чего обеспечивается совместимость модели с рядом существующих программных комплексов. Реализованы объектные и топологические уровни модели СЭС.

В работе подробно рассмотрены вопросы адаптации разработанной концепции к методам проверки связности, определения резерва мощности, нахождения режимных характеристик и т.д. Анализ режимных параметров осуществляется на основе авторских алгоритмов построения файла приемников и системы моделирования режимов (СМР). Такая система необходима для решения задач, связанных с определением нагрузочной способности электрооборудования, расчетов токов коротких замыканий, величины потерь электроэнергии и т.д.

Третий раздел посвящен применению методики энергораспределения для достоверизации расчета потерь в распределительных сетях больших городов.

Разрабатываемая в УрФУ модель энергораспределения была адаптирована для расчета основных энергетических характеристик баланса энергии распределительной сетевой компании, включающей высоковольтные кольцевые сети 110–220 кВ и распределительные сети 0,4–35 кВ, работающие в радиальном режиме. Суть задачи энергораспределения заключается в расчете потоков и потерь ЭЭ на всех элементах электрической сети с использованием измерительной информации от счетчиков ЭЭ. В отличие от хорошо известной задачи расчета установившегося режима (расчет потокораспределения), в задаче ЭР производится расчет потоков энергии. Данные телеметрии о мгновенных параметрах установившегося режима в задаче энергораспределения имеют меньшее значение, и они могут использоваться для уточненного расчета потерь электроэнергии или использоваться в качестве дублирующей информации при усреднении мощностей на временном интервале анализа.

Расчет установившихся режимов для последовательных интервалов времени, в течение которых режимные изменения можно считать незначительными, являются альтернативным способом анализа энергетических характеристик процесса транспорта ЭЭ в СЭС. Однако низкая информационная обеспеченность средствами телеметрии распределительных сетей напряжением ниже 10 кВ не позволяет организовать оперативный расчет установившихся режимов или выполнять оценивание состояния СЭС. Существенно большую степень информационной обеспеченности в этих сетях имеют измерения электроэнергии, относящиеся к месячным интервалам времени. С каждым годом увеличивается доля измерения ЭЭ, поступающих через АИИСКУЭ, которые фиксируют уже на часовых или даже минутных интервалах времени. Для СЭС городов пока только месячный период измерений ЭЭ позволяет обеспечить наблюдаемость и даже избыточность измерительной информации в отношении распределения потоков электрической энергии в схеме электрической сети.

Отсутствие достоверной телеметрической информации о топологических изменениях в сети является еще одним аргументом в пользу применения модели энергораспределения для расчета потерь электроэнергии и анализа других энергетических характеристик в распределительных сетях. Очень часто единственным источником информации об изменениях топологии распределительных сетей является журнал оперативных переключений, который позволяет определить общее время нахождения элемента сети (линия, трансформатор, выключатель и др.) во включенном состоянии за анализируемый период времени. Распределительные сети в силу своих особенностей работают в радиальном режиме и электроснабжение потребителей организуется от разных центров питания, представляющих собой шины и секции трансформаторных подстанций. При

этом в крупных городах схема сетей 6-10 кВ очень развита и насчитывает громадное число коммутационных устройств, обеспечивающих большое топологическое многообразие и возможности перехода с одного центра питания на другой в случае аварийной ситуации или ремонта оборудования. В течение месяца в крупных городах осуществляются десятки или даже сотни таких переключений. При этом на длительных интервалах времени модель энергораспределения сохраняет свою адекватность, так как в ее основе лежат уравнения баланса электрической энергии в узлах и ветвях электрической сети и эти уравнения в отличие от уравнений установившегося режима остаются тождествами при любых схемных изменениях в течение расчетного интервала времени.

Уравнения узловых балансов ЭЭ для всех узлов схемы сети можно записать как для активных W^p , так и реактивных W^q потоков энергии:

$$\sum_{j \in \omega_i} W_{ij} + W_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (18)$$

где W_i – инъекция активной (реактивной) ЭЭ узла i ; W_{ij} – потоки активной (реактивной) ЭЭ по всем связям узла i ; ω_i – множество узлов, инцидентных узлу i . Потоки ЭЭ в начале и конце каждой ветви связаны друг с другом величиной технических потерь ЭЭ. Число уравнений баланса ЭЭ для активных (реактивных) потоков ЭЭ равно числу ветвей в схеме сети m :

$$W_{ij} + W_{ji} = \Delta W_{ij}, \quad ij = 1, 2, \dots, m, \quad (19)$$

Технические потери электроэнергии на всех m участках сети складываются из потерь в продольных $r + jx$ и поперечных $g + jb$ элементах схемы замещения:

$$\Delta W_{ij}^p = \Delta W_{ij}^r + \Delta W_{ij}^g; \Delta W_{ij}^q = \Delta W_{ij}^x + \Delta W_{ij}^b, \quad (20)$$

Нагрузочные потери ЭЭ на продольном элементе $i - j$ с сопротивлением $r + jx$ можно определить на основе потоков активной W_{ij}^p и реактивной W_{ij}^q ЭЭ:

$$\Delta W_{ij}^r + j\Delta W_{ij}^x = \frac{((W_{ij}^p)^2 + (W_{ij}^q)^2)/T^2 + D[P_{ij}] + D[Q_{ij}]}{(M[U_i])^2} \cdot T(r_{ij} + jx_{ij}), \quad (21)$$

где $D[P_{ij}]$ и $D[Q_{ij}]$ – дисперсии потоков активной и реактивной мощности, создающие дополнительные «дисперсионные» потери электроэнергии. В радиальных распределительных сетях «дисперсионные» потери существенно меньше основной составляющей нагрузочных потерь. Данные дисперсии могут рассчитываться по данным телеизмерений или на основании минутных измерений АСКУЭ. Если эти измерения отсутствуют, то могут применяться известные упрощенные методы расчета потерь, например, на основе коэффициента формы графика нагрузки. Условно-постоянные потери на поперечных элементах схемы $g + jb$ замещения рассчитываются как:

$$\Delta W_i^q + \Delta W_i^b = T((M[U_i])^2 + D[U_i]) \cdot (g + jb). \quad (22)$$

Системы уравнений (18)-(22) образуют нелинейную систему уравнений состояния задачи ЭР. Данную систему уравнений можно линеаризовать

относительно искомым переменных, в качестве которых удобно использовать перетоки энергии в ветвях расчетной схемы:

$$\mathbf{H} \cdot \mathbf{W}_B^{\text{рас}} = \mathbf{W}^{\text{изм}}, \quad (23)$$

где \mathbf{H} – матрица наблюдаемости, определяющая расстановку измерений электроэнергии на направленном графе электрической сети. Размерность вектора измерений равна K , а размерность расчетного вектора для потоков ЭЭ в ветвях равна M . Обычно $K > M$ и матрица наблюдаемости является прямоугольной, а система уравнений (23) – переопределенной.

Предшествующие разработки УрФУ показали целесообразность использования для задачи ЭР методических подходов теории оценивания состояния. Решение переопределенной системы уравнений (23) производится путем приведения ее к системе уравнений нормального вида

$$(\mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}) \cdot \mathbf{W}_B^{\text{рас}} = \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{W}^{\text{изм}}, \quad (24)$$

где \mathbf{R}^{-1} – диагональная матрица весовых коэффициентов, косвенно определяющая степень доверия к измерениям ЭЭ. При расчете весовых коэффициентов используются сведения о классах точности всех компонентов измерительного комплекса ЭЭ, связанных с данным измерением. Решение системы линейных уравнений (24) позволяет определить сбалансированные потоки ЭЭ на всех элементах электрической сети.

Основная проблема расчета ЭР и технических потерь в распределительных сетях (так же как и в кольцевых) связана с изменениями топологии, которые возникают в ремонтных и аварийных режимах. Учет схемного многообразия является главной проблемой расчета потерь ЭЭ на основе ретроспективной информации как в отношении обеспеченности исходной информацией, так и в отношении больших трудозатрат, связанных с последовательным расчетом электрических режимов.

В рамках рассматриваемой задачи ЭР учет топологических изменений в сети возможен без проведения серии последовательных расчетов с разными топологиями сети. Расчет ЭР и соответствующих ему потерь осуществляется единой и однократной процедурой, что возможно благодаря тому, что основу уравнений состояния задачи ЭР образуют уравнения балансов ЭЭ в ветвях и в узлах электрической сети. Ранее отмечалось, что данные уравнения не зависят от топологических изменений в сети и всегда остаются тождествами. Это позволяет рассчитывать ЭР для максимальной топологии электрической сети в условиях топологических изменений. Под максимальной топологией понимается схема электрической сети, в которую включены все элементы, находившиеся в работе хотя бы часть времени на протяжении всего расчетного интервала. Таким образом, все коммутационные аппараты, находившиеся за полный промежуток времени во включенном положении хотя бы часть этого времени, при расчете ЭР считаются включенными.

Фактический режим работы распределительных сетей 6–10 кВ является радиальным и питание потребителей осуществляется из одного центра. За счет этого исключается возникновение колец и шунтирующих участков для сетей более высоких классов напряжения. Для обеспечения надежности

электрообеспечения потребителей в распределительных сетях предусматриваются резервные центры питания и в случае выхода из строя основного центра перевод на резервный осуществляется за счет коммутационных переключений. На рис. 7 представлен фрагмент распределительной сети 10 кВ промышленного предприятия. В нормальном состоянии все секционные выключатели, отмеченные на рис. 7 черными прямоугольниками, отключены. Пунктиром отмечены линии, которые не участвуют в передаче ЭЭ.

Резервирование электрообеспечения за счет коммутационных переключений из одного центра питания на другой означает, что распределительные сети с точки зрения задачи ЭР радиальными уже не являются, так как каждый потребитель может получать энергию от нескольких центров питания. Для простейших систем электрообеспечения режим работы является двухсторонним. Сети с более сложной с точки зрения ЭР топологией работают в кольцевом режиме. Расчетная схема для задачи ЭР в таких ситуациях становится кольцевой. С позиций задачи ЭР снимается запрет на шунтирование высоковольтных сетей (110 кВ и выше) распределительными сетями.

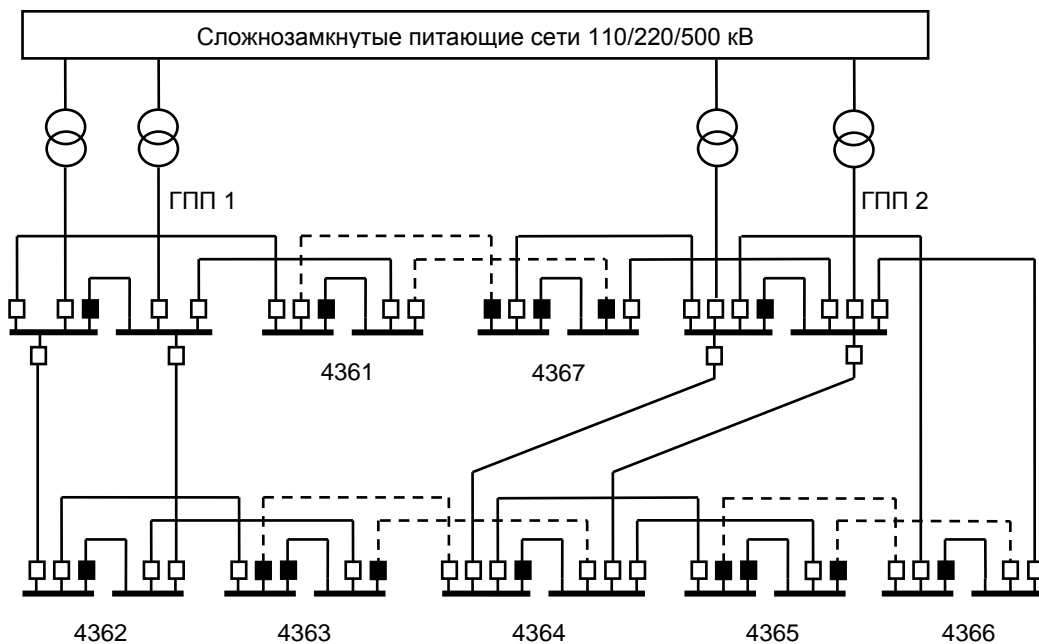


Рисунок 7 - фрагмент распределительной сети 10 кВ промышленного предприятия

Расчетные потоки ЭЭ на всех элементах сети являются определяющими величинами для расчета нагрузочных потерь. Следует отметить, что при выполнении условий наблюдаемости ЭР расчетные значения потоков ЭЭ будут получены и для тех участков электрической сети, на которых отсутствуют измерительные комплексы ЭЭ.

Наиболее доступными и информативными группами данных, которые можно использовать при расчете технических потерь ЭЭ для сетей с переменной топологией, являются:

- полная топология сети и параметры схемы замещения;

- измерения объемов электроэнергии в ветвях и узлах схемы сети;
- отрезки времени, в течение которых наиболее важные элементы сети находились в отключенном состоянии;
- телеизмерения мощности и узловых напряжений, необходимые для расчета средних значений напряжений и дисперсий перетоков.

В условиях топологических изменений задачу ЭР можно сформулировать следующим образом: на основании имеющейся информации необходимо рассчитать распределение потоков ЭЭ на всех элементах сети. В схему замещения сети необходимо ввести все элементы, находившиеся в работе хотя бы какое-то время в течение отрезка времени T . При этом для всех элементов сети известно время их отключенного состояния $T_{ij}^{\text{откл}}$.

На основании имеющегося состава измеренных потоков ЭЭ можно найти расчетные потоки ЭЭ на всех участках сети, используя описываемый метод ЭР. Но для элементов сети, находившихся часть времени в отключенном состоянии, есть дополнительные особенности, поскольку для них следует произвести коррекцию выражений (21)-(22) для расчета потерь ЭЭ. Значение расчетного промежутка времени T в этих выражениях должно быть заменено на $T - T_{ij}^{\text{откл}}$. Очевидно, что отключение элементов сети (ЛЭП, трансформаторов) приводит к снижению условно-постоянных потерь. Для нагрузочных потерь ЭЭ первое слагаемое в выражении (22) обычно является преобладающим, поэтому при фиксированном потоке ЭЭ отключение элемента сети на время $T_{ij}^{\text{откл}}$ приводит к увеличению нагрузочных потерь. Следует отметить, что присутствующие в выражениях W_{ij}^p и W_{ij}^q являются расчетными значениями потоков ЭЭ, поэтому будут получены даже при отсутствии измерений на элементе $i - j$.

На рис. 8 рассмотрен пример расчета ЭР для фрагмента распределительной сети 10 кВ за один месяц длительностью 744 часа. На рис. 8, а представлена схема сети и состояние коммутационных аппаратов, соответствующее нормальному режиму работы. На схему нанесены потоки активной мощности и потери, указанные в киловаттах. Принято, что этот электрический режим был полностью стабилен и длился 600 часов, в течение которых электроснабжение осуществлялось по нормальной схеме.

На рис. 8, б представлено положение коммутационных аппаратов, потоки мощности и потери в элементах сети для режима, в котором питание потребителей осуществляется от резервного источника. В течение 144 часов режим электроснабжения соответствовал рис. 8, б.

На рис. 8, в представлен режим энергораспределения рассматриваемой сети за месяц. На схему нанесены потоки электрической энергии и потери ЭЭ, выраженные в киловатт-часах, за полный период времени - 744 часа. Значения ЭЭ на рис. 8, в получены путем суммирования потоков ЭЭ режимов на рис. 8, а-б. Соответствующие значения ЭЭ определялись путем умножения мощностей рис. 8, а на 600 часов, а мощностей рис. 8, б на 144 часа. Полученный таким образом режим ЭР изображен на рис. 8, в, и его можно рассматривать в качестве эталонного.

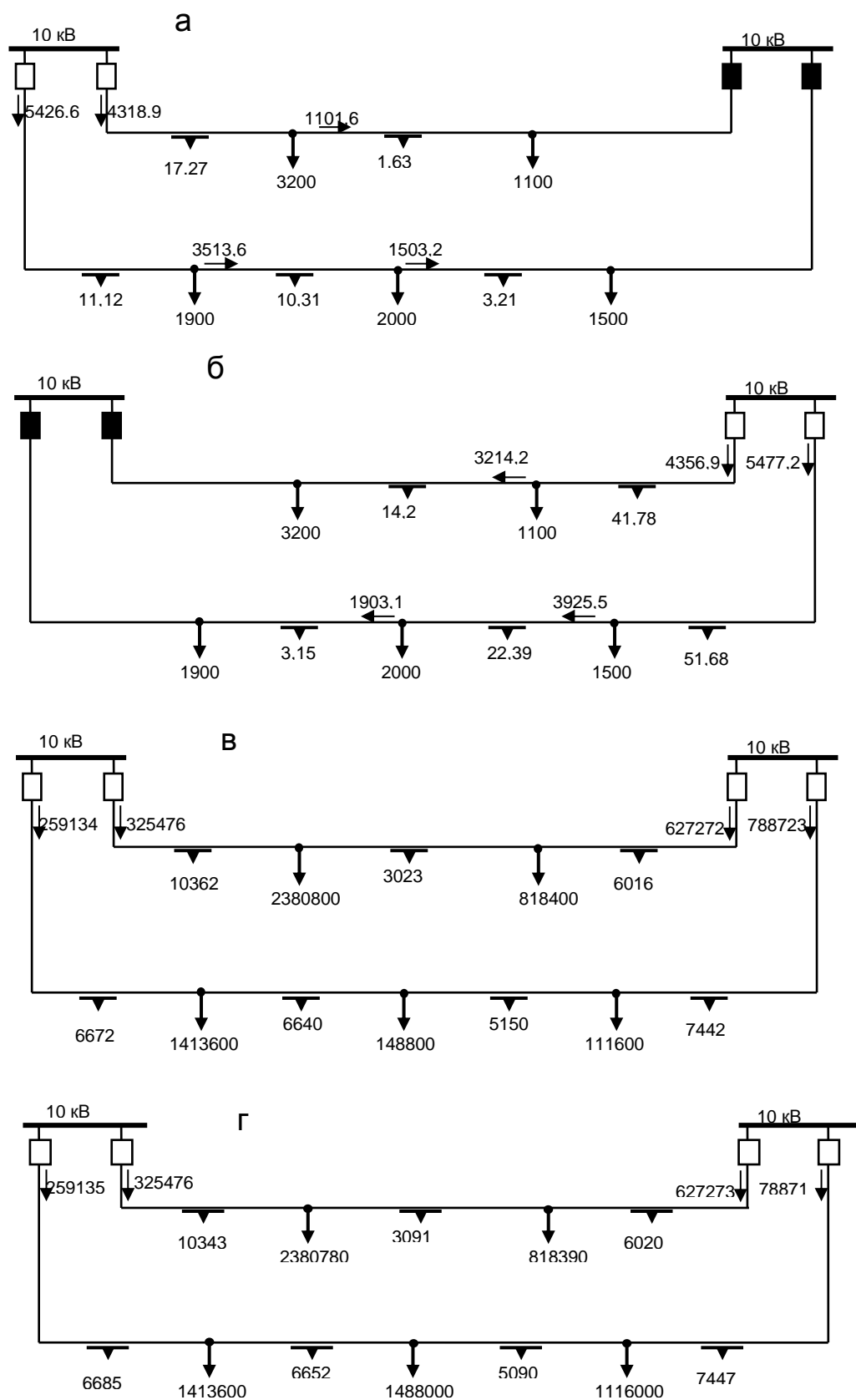


Рисунок 8 – Фрагменты распределительной сети 10 кВ за один месяц

На рис. 8, г изображен режим ЭР, рассчитанный в соответствии с изложенной методикой ЭР. В качестве измерений ЭЭ использовались все узловые нагрузки, а также потоки ЭЭ на питающих связях. При расчете учитывалось время нахождения питающих связей в отключенном состоянии.

Можно заметить, что расчетные потоки и потери ЭЭ отличаются от эталонных весьма незначительно. Наибольшее отклонение между расчетным и эталонным значением потерь составляет 2,2 %. Суммарные расчетные потери во всей сети, полученные по модели ЭР (рис. 8, г.), составляют 45328 кВт·ч и отличаются от потерь эталонного режима (рис. 8, в), составляющих 45305 кВт·ч, только на 0,1 %. Если для рассматриваемого примера игнорировать топологическое изменение сети и за основу взять режим на рис. 8, а, то расчетные потери ЭЭ составят 32301 кВт·ч. Отличие от эталонных потерь составит 28,5 %.

Высокая точность расчета технических потерь увеличивает достоверность показателей энергетического баланса и позволяет выполнить локализацию коммерческих потерь электроэнергии в СЭС.

В четвертом разделе выполнены исследования по применению ГА при поиске оптимальных точек размыкания в сложно-замкнутых сетях больших городов с целью снижения суммарных потерь электроэнергии на основе использования расчетной процедуры задачи энергораспределения. Анализ литературных источников показал, что данная задача традиционно решалась на основе классической модели установившегося режима и в качестве целевой функции использовались потери мощности, а не энергии.

Анализ функционирования систем электроснабжения больших городов, показывает, что их основную часть составляют РС 10(6)-35 кВ. При этом наибольшую протяженность имеют сети 10 кВ.

Для обеспечения надежности эти сети выполняются замкнутыми, однако по соображениям экономичности все контуры электрической сети содержат в себе некоторую точку размыкания. Это обусловлено желанием избежать протекания в контуре уравнивающих токов, которые создают дополнительные потери и ухудшают технико-экономические показатели функционирования ЭС. Кроме того, отключение элементов высоковольтной сети может привести к перераспределению потоков мощности и к аварийной перегрузке распределительных сетей. Для сложной СЭС мегаполиса выбор оптимальных точек размыкания контуров является весьма сложной задачей переборного типа, т.к. число возможных вариантов может составлять десятки тысяч. Задача поиска оптимальных точек размыкания контуров актуальна еще и потому, что РС проектировались и возводились более 30 лет назад, а следовательно, величина электрических нагрузок значительно изменилась, в след за ней изменилось и положение оптимальных точек размыкания в распределительных городских сетях.

В работе выполнено решение двух задач и их последующее объединение. На первом этапе рассматривается расчет энергораспределения при заданных параметрах сети и показаниях счетчиков ЭЭ. На втором этапе с помощью разработанного ГА осуществляется обращение к значению целевой функции, определяемой в первой задаче. ГА не гарантируют нахождение наилучшего решения, но обычно они позволяют получить «достаточно быстро» «достаточно хорошее» решение задачи.

Именно композиция этих двух задач представляет основную трудность и научную новизну решения проблемы поиска оптимальных точек размыкания контуров.

Оптимальным считается режим, обеспечивающий минимум суммарных потерь энергии (25).

$$F = \sum \Delta W_{ij}^p \rightarrow \min, \quad (25)$$

где ΔW_{ij}^p — потери электроэнергии на участке сети ij (20).

В основу алгоритма определения оптимальных точек размыкания энергосистемы по величине потерь ЭЭ положен ГА. В укрупненном виде его можно описать следующим образом:

Шаг 1 – формирование начальной популяции. Производится методом случайной генерации в диапазоне допустимых значений, т.е. в программе задается количество хромосом, участвующих в популяции, и количество генов, входящих в состав хромосомы.

Шаг 2 – вычисление значения функции приспособленности для хромосом начальной популяции, которое равно значению целевой функции, т.е. суммарным потерям ЭЭ в сети. При этом на каждом поколении для каждой хромосомы производится расчет установившегося режима электрической сети методом Ньютона.

Программа, реализующая ГА, обращается к программному модулю расчета энергораспределения. Хромосома представлена 1 и 0, нули в хромосоме означают разрыв. Если программа встречает в хромосоме нулевое значение, она в области исходных данных программы убирает индекс L перед началом соответствующей строки и запускает расчет энергораспределения. Далее она запоминает значение потерь ЭЭ и сохраняет их в базе данных. Если решение невозможно или на последней итерации (используется 10 итераций) не обеспечивается требуемая точность, накладывается, так называемая, штрафная функция, которая исключает данную хромосому из популяции. При этом в базу данных заносит сведения об этой хромосоме.

Шаг 3 – проверка условия остановки алгоритма.

В качестве критерия остановки алгоритма рассматривается случай, когда его выполнение не приводит к улучшению уже достигнутого значения. Также алгоритм может быть остановлен после генерации заданного количества поколений. Если условие остановки выполнено, то производится переход к завершающему этапу выбора «наилучшей» хромосомы. В противном случае на следующем шаге выполняется селекция.

Шаг 4 – жизненный цикл популяции реализован в виде набора генетических операторов.

- выбор родительской пары. С помощью оператора «метод рулетки» производится выбор хромосом, участвующих в формировании новой популяции.

- скрещивание выбранных хромосом с целью получения новых решений. Для вещественных переменных с вероятностью P_{cr} применяется арифметический кроссовер.

- мутация одного случайно выбранного гена в каждой хромосоме с заданной вероятностью P_{mut} в соответствии с оператором равномерной мутации. При этом значение данного гена принимает новое значение, выбранное случайным образом из допустимого диапазона.

Шаг 5 – формирование новой популяции. Хромосомы, полученные в результате применения генетических операторов к хромосомам временной родительской популяции, включаются в состав новой популяции. Она становится так называемой текущей популяцией для данной итерации генетического алгоритма. После завершения Шага 5 необходимо вернуться на Шаг 2.

Шаг 6 – выбор «наилучшей» хромосомы. Если условие остановки алгоритма выполнено, то следует вывести результат работы, т.е. представить искомое решение задачи.

Блок-схема ГА представлена на рис. 9.

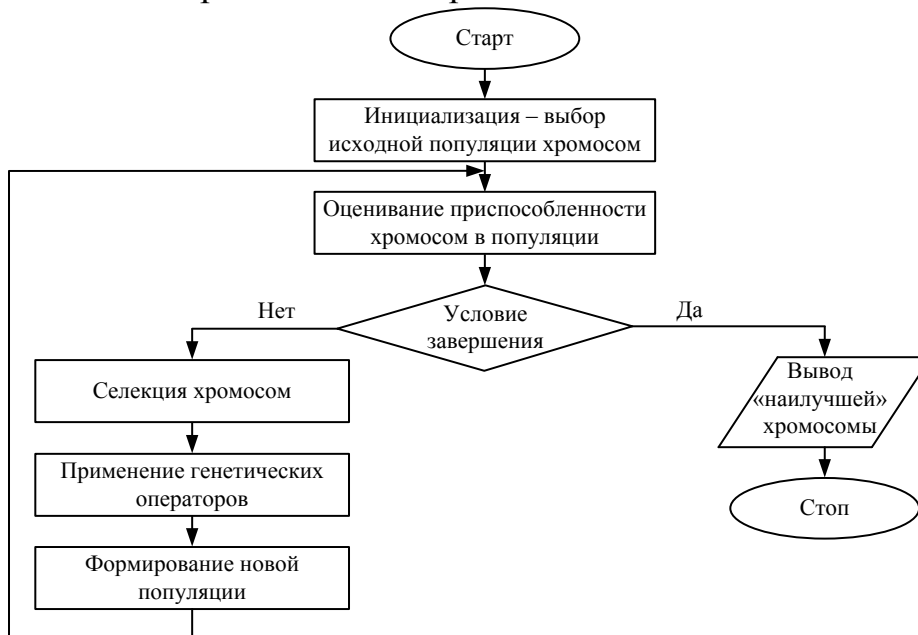


Рисунок 9 – Блок-схема генетического алгоритма

В работе рассматривается фрагмент городской распределительной сети города Екатеринбурга (рис. 11), который содержит информацию о подстанциях и питающих линиях (рис. 10).

Сеть состоит из 48 узлов и 35 ветвей. В схеме имеется 16 точек для возможного размыкания сети, а это означает, что если решать задачу методом перебора, то в схеме существует 65536 комбинаций расположения оптимальных точек размыкания.

Значение потерь электроэнергии в полученной схеме (рис. 10, а) меньше значения в замкнутом варианте (рис. 10, б). Можно считать, что получено достаточно хорошее решение по сравнению с замкнутым вариантом схемы, от которого и отталкивались исходные рассуждения.

a – разомкнутый режим сети; *б* – замкнутый режим сети

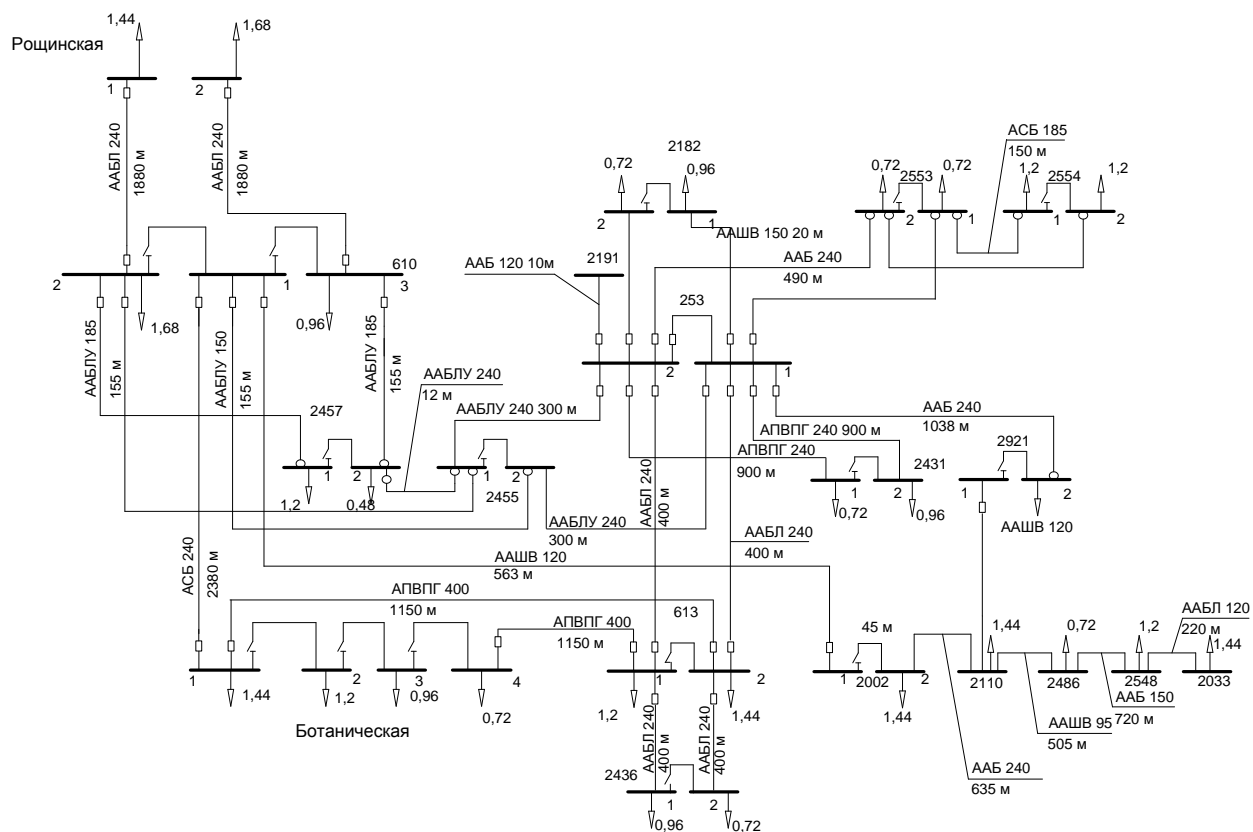


Рисунок 11 – Фрагмент распределительной электрической сети города Екатеринбурга

Стоит отметить, что при малой размерности популяции и значением критерия остановки, меньшем 1000, существует опасность, при изменении параметров вероятности применения основных операторов, получить решение, значение целевой функции которого будет больше, чем у решения с меньшей вероятностью применения операторов ГА. Это объясняется тем, что хромосомы в начальной популяции создаются случайным образом и во время решения алгоритм не успевает рассмотреть все возможные комбинации генов.

Эффективность предложенного ГА подтверждается расчетом энергораспределения и сравнением потерь ЭЭ до и после применения данного ГА. Оптимизация точек размыкания в сети позволила снизить потери ЭЭ на 27,7 %. ГА, позволяющий находить оптимальное решение, не предъявляет каких-либо требований к непрерывности и дифференцируемости целевой функции, не требует взятия производных и обеспечивает поиск глобального минимума, если в задаче имеется несколько минимумов.

В пятом разделе рассматриваются вопросы оценки состояния объектов СЭС мегаполисов на основе индикативного анализа. Выполненные исследования показали, что наиболее приемлемым подходом к решению задач оценки функционального состояния объектов СЭС в условиях недостоверности исходной информации является *индикативный анализ*. В качестве *индикатора* выступает критериальный показатель функционирования СЭС, значение которого в достаточной степени отражает уровень функционального состояния в технической, эксплуатационной, финансовой или иной функциональной сфере.

На первом этапе моделирования системы оценивания был разработан реестр объектов СЭС, который в соответствии с заявленным принципом многоуровневости обладает графовой структурой. Каждый узел графа – объект СЭС. На верхнем уровне находится СЭС, состоящая из районов. В свою очередь, районы состоят из множества таких объектов, как ПС и ЛЭП. Наконец, каждая ПС представляет собой совокупность различного оборудования: коммутационных и ограничивающих аппаратов, токоведущих частей, измерительных трансформаторов и др.

Оценка работоспособности объектов СЭС нуждается в строгой классификации состояний с разделением их по степени аварийности по каждому индикатору, индикативному блоку и в целом по обобщенному состоянию. Анализ состояний объектов СЭС выполняется путем сопоставления индикатора или группы индикаторов с соответствующими пороговыми значениями. Для оценки работоспособности введена следующая классификация состояний: нормальное (Н), предаварийное (ПА), аварийное (А). Обобщенная оценка объекта СЭС формируется на основе индикаторов состояния в различных сферах (по индикативным блокам).

Принадлежность объекта к какому-либо состоянию в зависимости от значения произвольного индикативного показателя x_{ji} может быть

определена характеристическими функциями принадлежности (L-R) класса $\mu_k(x)$. Границы состояний находятся на пересечении характеристических функций $\mu_k(x)$.

Для получения дифференцированной оценки предаварийная область разбивается на три сегмента – предаварийная 1 (начальная стадия), предаварийная 2 (развивающаяся стадия), предаварийная 3 (критическая стадия, грозящая переходом в аварийную зону). Аварийная зона также разбивается на три части – аварийная 1 (нестабильная стадия), аварийная 2 (угрожающая стадия), аварийная 3 (чрезвычайная стадия).

Отдельную задачу при формировании системы оценки представляет определение пороговых уровней индикативных показателей, для решения которой введены балльные оценки состояний (табл. 3).

Таблица 3 – Балльные оценки состояний

Состояния	Обозначение	Соотношение нормализованных значений индикаторов и пороговых уровней	Балльная оценка b_{ij} состояния
Нормальное	Н	$X_{ji}^H = 0$ и $X_{ji}^t \neq X_{\text{ПАК1},ji}$	1
Предаварийное 1	ПА1	$0 < X_{ji}^H < X_{\text{ПА2},ji}^H$ или $X_{ji}^t = X_{\text{ПА1},ji}$	2
Предаварийное 2	ПА2	$X_{\text{ПА2},ji}^H < X_{ji}^H < X_{\text{ПА3},ji}^H$	3
Предаварийное 3	ПА3	$X_{\text{ПА3},ji}^H < X_{ji}^H < 1$	4
Аварийное 1	А1	$1 < X_{ji}^H < X_{\text{А2},ji}^H$	5
Аварийное 2	А2	$X_{\text{А2},ji}^H < X_{ji}^H < X_{\text{А3},ji}^H$	6
Аварийное 3	А3	$X_{ji}^H \geq X_{\text{А3},ji}^H$	7

Выбор в пользу той или иной шкалы балльных оценок, а также самого способа получения баллов по каждому блоку индикативных показателей определяются эмпирическим путем. В данной работе предпочтение отдано *методу средневзвешенной нормализованной оценки с использованием балльных оценок* (табл. 3) как для определения уровня состояния по индикативному блоку, так и для комплексной оценки состояния в целом.

Средневзвешенная балльная оценка определяется по следующему выражению

$$C_{kj} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{kj}} b_{ji} X_{ji}^H}{\sum_{i=1}^{N_{kj}} b_{ji}}, \quad (26)$$

где C_{kj} – нормализованная оценка состояния индикативного блока k объекта j , X_{ji}^H – нормализованное значение индикатора блока k объекта j , N_{kj} – количество индикаторов в блоке k для объекта j , b_{ji} – балльная оценка состояния (табл. 3).

Для системы индикативного анализа разработаны следующие индикативные блоки: технологический, эксплуатационный, финансово-экономический, экологический, энергосбережения и эффективности. Первый блок используется для оценки технической и технологической дифференциации объектов СЭС. Второй блок характеризует состояние объектов по эксплуатационным показателям. Блоки призваны показать соответствие техническим и эксплуатационным требованиям, а также

технологическим особенностям каждого вида объектов СЭС. Экономический блок отображает стоимостные показатели объектов системы электроснабжения. Для оценки влияния на экологическую обстановку используется четвертый блок. Отдельно выделен блок энергосбережения, который предназначен для оценки величины и стоимости передачи ЭЭ. Следует отметить, что представленные блоки разработаны для оценки основного электрооборудования (трансформаторов, выключателей, ЛЭП и т.п.). Для оценки иных объектов группа индикативных блоков, а также структура индикаторов в каждом из них, может быть расширена.

Блок технологических параметров включает следующие индикативные показатели:

– *износ электрооборудования.*

Для силовых трансформаторов по величине относительного износа по формуле:

$$\alpha_{\text{Изн.т}}^{\text{Транс}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_n = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^N 2^{\frac{\theta_{\text{ннт.}i} - 98^\circ\text{C}}{6}} \Delta t_i \quad (27)$$

где V_n – относительная скорость износа интервала n ; i – порядковый номер интервала времени; N – общее количество равных интервалов времени, $\theta_{\text{ннт.}i}$ – средняя за интервал i температура наиболее нагретой точки.

Для силовых выключателей - по величине коммутационного износа дугогасительных камер и рассчитывается по следующей формуле:

$$\alpha_{\text{Изн.т}}^{\text{Выкл}} = \begin{cases} 1, \text{ если } \sum \frac{1}{n_{OI}} > 1 - \frac{1}{n_{\text{omin}}} \\ 0, \text{ если } \sum \frac{1}{n_{OI}} \leq 1 - \frac{1}{n_{\text{omin}}} \end{cases} \quad (28)$$

где n_{OI} – допустимому количеству отключений при данном токе, n_{omin} – допустимое количество отключений при наибольшем токе, возможном в месте установки выключателя.

Расход коммутационного ресурса за одно отключение тока I равен величине, обратной допустимому количеству отключений при данном токе:

$$\rho_{OI} = \frac{1}{n_{OI}}.$$

Расход коммутационного ресурса после нескольких отключений (включения) определяется путем суммирования расходов ресурса за каждую операцию отключения (включения). Расход коммутационного ресурса за K отключений

$$R_{OK} = \sum \rho_{OI} = \sum \frac{1}{n_{OI}}.$$

Выключатель (полюс выключателя) должен быть выведен в ремонт, если при следующем отключении полюсом выключателя тока $K3$ расход его коммутационного ресурса может превысить единицу. Таким образом, условие вывода выключателя в ремонт имеет вид:

$$\sum \frac{1}{n_{OI}} > 1 - \frac{1}{n_{\text{omin}}}.$$

Индикативный показатель износа группы элементов ЭС определяется по выражению (27).

– *резерв нагрузки*, который рассчитывается на базе индивидуальных характеристик (нагрузочная способность, номинальный нагрузочный ток и т.п.):

$$\alpha_{\text{Загруз.}t}^{\text{Оборуд}} = \frac{\sum_1^g B_{\text{Перегр.Оборуд}}^t}{B_{\text{Оборуд}}^t} \cdot 100\%, \quad (29)$$

где $B_{\text{Перегр.Оборуд}}^t$ – суммарное количество электрооборудования определенного типа, составляющего анализируемый объект системы электроснабжения, которое работает с превышением допустимого коэффициента загрузки $R_{\text{Загруз}}^{\text{Оборуд}} > 1$, для определенного временного периода t ; $B_{\text{Оборуд}}^t$ – общее количество электрооборудования анализируемого типа в объекте СЭС.

Коэффициент резерва нагрузки $R_{\text{Загруз}}^{\text{Оборуд}}$ может быть определен по выражению:

$$R_{\text{Загруз.}t}^{\text{Оборуд}} = \frac{K_{\text{Загруз.Оборуд}}^t}{K_{\text{Max.Оборуд}}^t}, \quad (30)$$

где $K_{\text{Загруз.Оборуд}}^t$ – коэффициент загрузки оборудования для рассматриваемого периода t , определяемый по индивидуальным методикам, о.е.; $K_{\text{Max.Оборуд}}^t$ – максимальный допустимый коэффициент загрузки оборудования для периода t .

При наличии телеизмерений (ТИ) все необходимые расчетные данные для заданной ретроспективы и выбранного шага поступают из информационно-измерительных комплексов в расчетную модель (РМ) в автоматическом режиме;

– *соответствие оборудования* уровням токов коротких замыканий вычисляется согласно выражению:

$$\alpha_{\text{ТКЗ.}t}^{\text{Оборуд}} = \begin{cases} \frac{I_{\text{КЗ.Расч}}^t}{I_{\text{Терм.ст}}^t}, & \text{если } \frac{I_{\text{КЗ.Расч}}^t}{I_{\text{Терм.ст}}^t} \geq 1 \\ 0, & \text{если } \frac{I_{\text{КЗ.Расч}}^t}{I_{\text{Терм.ст}}^t} < 1 \end{cases}, \quad (31)$$

где $I_{\text{КЗ.Расч}}^t$ – расчетное значение тока короткого замыкания, кА; $I_{\text{Терм.ст}}^t$ – ток термической стойкости элемента электрической сети, кА.

– *соответствие электрооборудования современным требованиям* $\alpha_{\text{СТ}}^{\text{Оборуд}}$ определяется экспертным путем. Аналогичным образом рассчитываются индикативные показатели для более крупных консолидированных объектов. Следует отметить, что индикаторы таких объектов вычисляются на базе оценок, полученных на низшем уровне иерархии системы. Индикативный показатель $\alpha_{\text{СТ}}^{\text{Оборуд}}$ принимает значение равное 0 при соответствии объектов требованиям положения о технической политике энергокомпании и значение 1 – при несоответствии таким требованиям.

Блок эксплуатационных параметров:

– *средний срок эксплуатации* оборудования анализируемого объекта $\beta_{об}$ рассчитывается по формуле

$$\beta_{об.t} = \frac{\sum_1^N S}{N}, \quad (32)$$

где $\sum_1^N S$ – суммарный срок эксплуатации оборудования анализируемого объекта, лет; N – общее количество оборудования, являющегося неотъемлемой частью объекта.

– *средний возраст эксплуатируемых технологий* $\beta_{ЭТ}$. Данный показатель может быть получен экспертным путем. Полученные результаты транслируются на более высокие уровни – РУ, ПС и районов СЭС

$$\beta_{ЭТ.t} = \frac{\sum_1^N T}{N}, \quad (33)$$

где $\sum_1^N T$ – суммарный возраст эксплуатируемых технологий анализируемого объекта, лет; N – количество всего оборудования, являющегося неотъемлемой частью исследуемого объекта.

– количество отказов/аварий на объекте характеризуется индикатором *относительной частоты отказов* $\beta_{Авар.t}$.

$$\alpha_{Авар.t}^{Оборуд} = \begin{cases} \frac{\omega_{Отказ.t}^{Оборуд}}{\omega_{Отказ}^{Оборуд}}, & \text{если } \frac{\omega_{Отказ.t}^{Оборуд}}{\omega_{Отказ}^{Оборуд}} \geq 1 \\ 0, & \text{если } \frac{\omega_{Отказ.t}^{Оборуд}}{\omega_{Отказ}^{Оборуд}} < 1 \end{cases}, \quad (34)$$

где $\omega_{Отказ.t}^{Оборуд}$ – параметр потока отказов ЭО, $\omega_{Отказ}^{Оборуд}$ – нормативный параметр потока отказов ЭО.

Блок экономических параметров:

– *Индикатор упущенной выгоды* $\gamma_{у.t}^{Оборуд}$. Данный показатель, характеризующий отклонение величины упущенной выгоды в результате аварийного простоя ЭО, вычисляется по следующему выражению:

$$\gamma_{у.t}^{Оборуд} = \frac{УВ_{а.t}^{Оборуд}}{УВ_{а.t}^{Оборуд}}, \quad (35)$$

где $УВ_{а.t}^{Оборуд}$ – упущенная выгода из-за отключения потребителей вследствие аварий и поломок ЭО, руб.; $УВ_{а.t}^{Оборуд}$ – среднее значение упущенной выгоды для однотипных ЭО.

– *Индикатор затрат на обслуживание* характеризует отклонение затрат на эксплуатацию и обслуживание от нормативных значений, зависящих от капитальных затрат в электросетевые объекты, определяется по выражению (36).

$$\gamma_{0.t}^{Оборуд} = \begin{cases} \frac{И_{0.t}}{И_{0.Норм.t}}, & \text{если } \frac{И_{0.t}}{И_{0.Норм.t}} \geq 1 \\ 0, & \text{если } \frac{И_{0.t}}{И_{0.Норм.t}} < 0 \end{cases}, \quad (36)$$

где $I_{0.t}$ – издержки на амортизацию и обслуживание ЭО за период t ,
 $I_{0.Норм.t}$ – нормативные издержки на амортизацию и обслуживание ЭО.

Блок параметров энергосбережения

Основным индикатором оценки уровня энергосбережения (эффективности) системы электроснабжения является величина удельных потерь ЭЭ. Удельные потери в СЭС $\delta_{Потер}^t$ вычисляются по формуле:

$$\delta_{Потер}^t = \frac{\Delta W_{ij}^t}{W_{ij}^t} \cdot 100\%, \quad (37)$$

где ΔW_{ij}^t – потери ЭЭ в исследуемом объекте за анализируемый период времени; W_{ij}^t – ЭЭ, переданная через элемент ЭС ij за анализируемый период времени.

Потери ЭЭ определяются на основе модели ЭР. В задаче ЭР производится расчет потоков энергии. В качестве исходной информации используются данные АИИС КУЭ, обладающие максимальной степенью достоверности.

Блок экологических параметров. Определение степени воздействия объектов и системы электроснабжения в целом на экологическую ситуацию для решения практических задач предлагается выполнять на основе экспертных оценок. В данном блоке принимаются во внимание такие воздействия как шум, вредные выбросы в атмосферу и т.п. Данный блок позволяет оценить степень опасности воздействия на окружающую среду.

Метод индикативного анализа позволяет оценить каждый объект, принадлежащий СЭС. Оценка, выраженная в численном значении, является не только качественной, но и количественной характеристикой работоспособности объекта СЭС. Она характеризует его состояние с точки зрения взаимного проявления различных сфер влияния (технической, эксплуатационной, финансово-экономической и др.), аспектов работоспособности, индикативных блоков и может считаться универсальной. Наличие ретроспективной информации о состоянии объекта СЭС позволяет определить его перспективное состояние, экстраполируя ранее накопленный опыт. В этом случае возникает возможность определить последствия какого-либо инъекционного воздействия на СЭС. Соответственно, для формирования необходимых воздействий на систему с целью поддержания ее в работоспособном состоянии достаточно выполнить ранжирование объектов, начиная от высшего уровня иерархии системы и заканчивая элементарными объектами СЭС.

Достижение заданной цели требуемого уровня работоспособности СЭС возможно весьма большим набором средств и методов. Следует отметить, что переходы в новое перспективное состояние обладают различными параметрами эффективности, которые могут выражаться затратами на их реализацию.

Решение задачи технического перевооружения связано с оценкой множества вероятностных решений модернизации R . Множество вероятностных решений по определенному плану i можно представить как:

$$R_i = \{r_{im}, m = 1, 2, \dots, M\}, i = 1, 2, \dots, N, \quad (38)$$

где N – число принципиальных подходов (планов) к сооружению и/или реконструкции электроэнергетических объектов; M – число вариантов реализации подходов по плану.

На перспективные решения по строительству и реконструкции электроэнергетических объектов накладывается множество ограничений, технологических требований и т.п., которые могут быть выражены множеством NO :

$$NO_i = \{no_{ik}, k = 1, 2, \dots, K, i = 1, 2, \dots, I\}, \quad (39)$$

где K – число ограничений. В этом случае множество возможных для реализации решений VR можно представить как $VR = R \setminus NO$.

Условием существования вероятностно-оптимальных решений является наличие непустого множества VR_i возможных решений vr_{ij}

$$VR_i = \bigcap_{j=1}^J vr_{ij} \neq \emptyset, VR_i = \{vr_{ij}, j = 1, 2, \dots, J\}, \quad (40)$$

где J – число возможных реализуемых решений.

Достаточным условием полного удовлетворения всем критериям является наличие непустого множества VR вероятностно-оптимальных решений VR_i развития системы

$$VR = \bigcap_{i=1}^I VR_i \neq \emptyset. \quad (41)$$

Задача осложняется тем, что элементы множества вероятностно-оптимальных решений VR_i формируют множество вероятностно-оптимальных планов P . Все вероятностно-оптимальные планы P_g подлежат дальнейшему сравнению и окончательный план выбирается в зависимости от эффективности его реализации. Задача нахождения оптимума становится многоцелевой и сводится к выбору между вероятностно-оптимальными вариантами по одному критерию или их группе. В конечном счете необходимо выбрать такое решение, которое имело бы максимальный эффект в перспективе.

В данной постановке задачи имеем n конечных линейно упорядоченных множеств возможных решений $\{VR_0, VR_1, \dots, VR_{n-1}\}$, а также совокупность ограничений G , ставящих в соответствие векторам вида $v = (v_0, v_1, \dots, v_k)^T$ ($v_0 \in M_j; j = 0, 1, \dots, k; k \leq n - 1$) значение $G(v) \in \{true, false\}$. Векторы $v = (v_0, v_1, \dots, v_k)^T$, для которых $G(v) = true$, называются частными решениями. При наличии конкретного правила P частные решения могут быть объединены в полное.

Пусть имеется множество объектов СЭС, индикативный анализ которых выявил неудовлетворительное функциональное состояние. Необходимо определить перечень мер по выводу системы из аварийного состояния с максимальной эффективностью в условиях финансовых ограничений. Поиск оптимального решения выполняется путем

сопоставления сценариев модернизации тех объектов, которые находятся в аварийном или предаварийном состоянии.

На рис. 12 показаны все возможные маршруты для двух объектов СЭС при наличии двух решений для первого объекта и четырех решений для второго объекта. В таких условиях задача сводится к максимальному приближению к искомому состоянию. Список мероприятий по модернизации электроэнергетических объектов формируется по графу. Результатом обхода графа является вектор v . С каждым вновь добавленным элементом (мероприятием) число альтернатив для добавления v_{i+1} становится на один меньше. Новый элемент v_{i+1} может быть добавлен только в том случае, если суммарные затраты на реализацию всего комплекса $Z(v)$ не превысят предельного допустимого значения. Построение маршрута считается законченным при достижении искомого состояния или превышении финансового ограничителя.

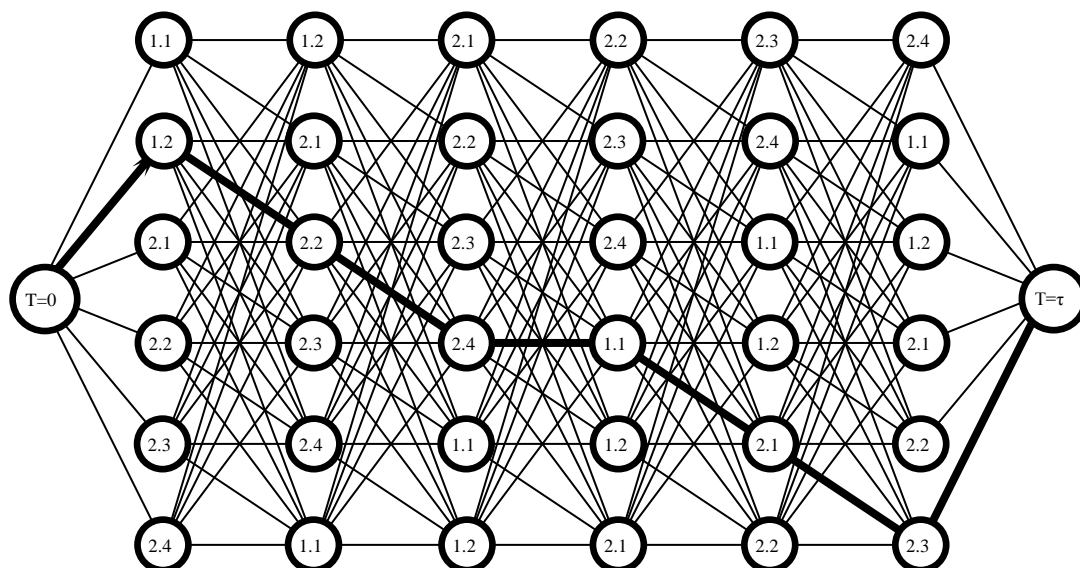


Рисунок 12 – Граф возможных маршрутов достижения целевого состояния

Выбор итогового решения выполняется из множества решений (остовных деревьев полного графа решений) и осуществляется путем ранжирования по величине затрат на их реализацию и уровню индикативных показателей работоспособности системы электроснабжения в перспективе.

Рассмотрена реализация поставленной задачи и произведены опытно-промышленные расчеты. На первом этапе реализации поставленной задачи по оценке состояния объектов СЭС сформирована система хранения информации, в основе которой лежит граф электрической сети. На основе полносвязной структуры достигается представление всей СЭС, включая схемы электрической системы, ПС, РУ и т.д., в виде единого графа. Каждая часть (сегмент СЭС) рассматривается в соответствии с принятыми для данного класса напряжения принципами.

Для успешного решения поставленных задач был реализован ряд алгоритмов, который условно можно разделить на три группы: первичной

обработки топологической информации; обработки первичной входной информации о состоянии объектов СЭС; оценки и анализа технического состояния объектов. *На первом* этапе формируется объект исследования, представляющий фрагмент графа системы электроснабжения. *На втором* этапе, в зависимости от вида исследуемого объекта и предметной области, достоверности и полноты исходной информации, производится выбор между алгоритмами. *На третьем* этапе выполняется оценка состояния исследуемого объекта на основе индикативного анализа.

Данные, необходимые для выполнения анализа, поступают из информационно-измерительной системы электросетевого предприятия. Первичная обработка заключалась в отборе той информации, которая обладает наибольшей степенью достоверности.

После формирования объекта исследования, обладающего индивидуальной информационно-графовой структурой, создаются массивы первичной информации. Далее производится их обработка и расчет индикативных показателей. На рис. 13-14 представлены результаты расчета индикативных показателей силовых выключателей.

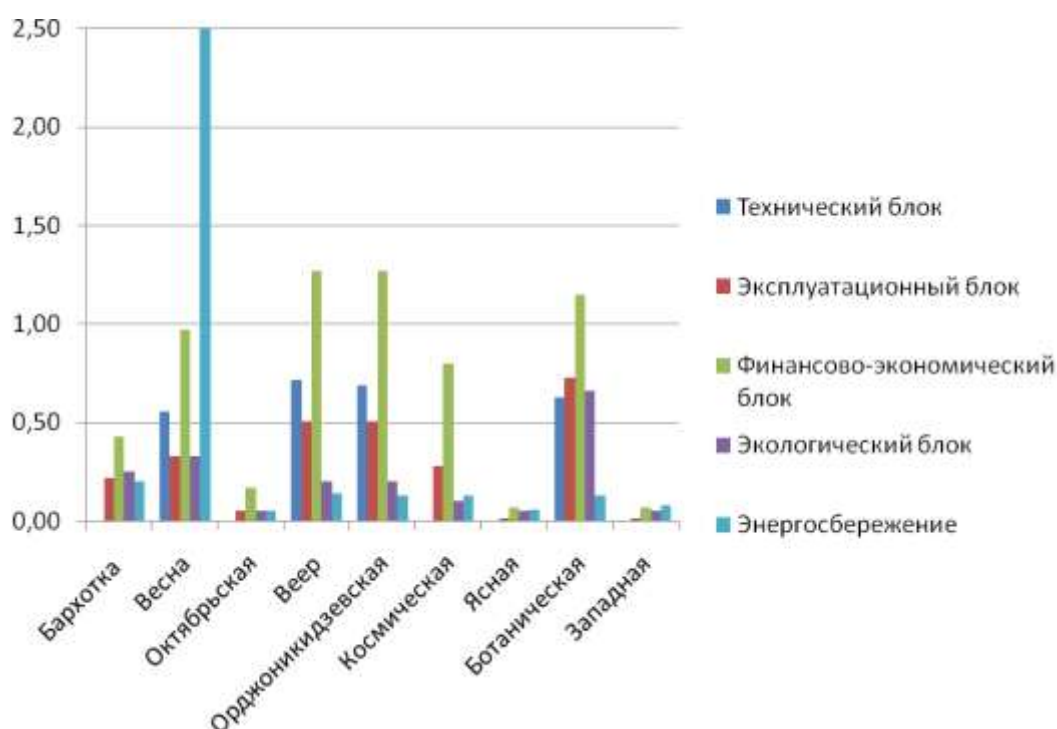


Рисунок 13 – Диаграмма состояний выключателей по блокам

Существующее положение силового оборудования ПС напрямую влияет на общее состояние ПС. Индикативные показатели свидетельствуют о статусе оборудования ПС. На основе такой информации выполняется определение степени работоспособности ПС в целом. Результаты оценочного расчета приведены в табл. 4.

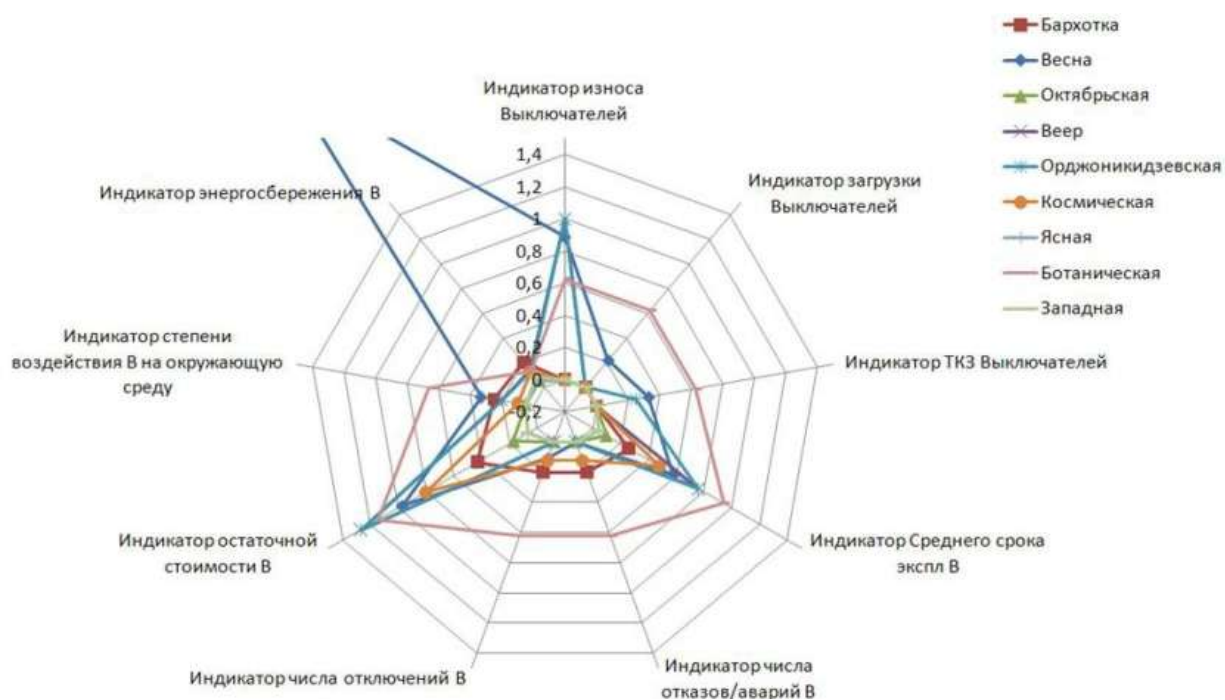


Рисунок 14 – Диаграмма индикаторов состояния выключателей

Таблица 4 – Оценки оборудованию и ПС в целом

Наименование ПС	Трансформаторы	Выключатели	Разъединители	ТТ	ТН	ПС	Состояние
Бархотка	0,2	0,2	0,4	0,4	0,9	0,510	ПА2
Весна	0,7	1,0	0,8	0,7	0,6	0,782	ПА3
Октябрьская	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,046	Н
Вeer	0,7	0,7	0,6	0,0	0,9	0,677	ПА3
Орджоникидзевская	0,7	0,7	0,7	0,9	0,9	0,776	ПА3
Космическая	0,3	0,3	0,3	0,1	0,9	0,457	ПА2
Ясная	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,015	Н
Ботаническая	0,3	0,7	0,4	0,9	0,1	0,557	ПА2
Западная	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,015	Н

Полученные оценки районов (табл. 5) электрических сетей по выбранным объектам свидетельствуют, что в наихудшем состоянии находится Северный район. Его состояние оценивается как предаварийное критическое. В самом лучшем положении пребывает Юго-Западный район. Состояние Юго-Западного и Восточного районов оценивается как предаварийное развивающееся.

Общая оценка Юго-Западного района оказалась низкой, главным образом из-за ПС Ботаническая, предаварийное состояние которой объясняется отсутствием силовых выключателей на РУ высшего напряжения.

Показатель, характеризующий состояние как предаварийное или аварийное, существенным образом оказывает влияние на итоговую обобщенную оценку работоспособности. Соответственно необходимо воздействовать на систему именно в той сфере, где индикаторы отклоняются от нормальных значений.

Таблица 5 – Оценки районов электрических сетей

Район электрических сетей	Оценка ПС	Оценка района
<i>Восточный район</i>		
Бархотка	0,510 / ПА2	0,588 / ПА2
Весна	0,782 / ПА3	
Октябрьская	0,046 / Н	
<i>Северный район</i>		
Веер	0,677 / ПА3	0,653 / ПА3
Орджоникидзевская	0,776 / ПА3	
Космическая	0,457 / ПА2	
<i>Юго-Западный район</i>		
Ясная	0,015 / Н	0,340 / ПА1
Ботаническая	0,557 / ПА2	
Западная	0,015 / Н	

Оценки объектов СЭС позволяют сформировать полный объем мероприятий по поддержанию их в нормальном состоянии и ликвидации аварийных состояний. Перечень таких объектов может быть составлен путем ранжирования объектов по состоянию. Однако в данном случае эффективность принятых мер не может быть однозначно определена из-за влияния последствий этих воздействий. В условиях ограниченных финансовых ресурсов необходимо решение комбинаторной задачи, которая позволяет сформировать оптимальный набор мероприятий.

Все варианты реконструкции можно представить в виде полного графа, все маршруты которого представлены на рис. 15. В данном случае существует шесть вариантов сценариев реализации первоочередных мероприятий. Для определения оптимального сценария необходимо выполнить расчет капиталовложений и анализ их эффективности на каждом этапе (табл. 6).

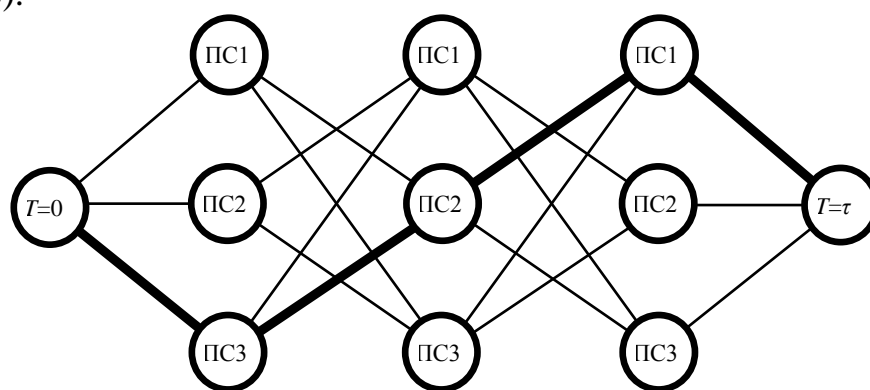


Рисунок 15 – Схема возможных маршрутов достижения целевого состояния

В момент $T = 0$ общий показатель работоспособности системы равен 0,56 и оценивается как предаварийное развивающееся состояние. Анализ различных сценариев показал, что наиболее эффективным является шестой

вариант. Данный сценарий продемонстрировал наилучшие результаты на всех этапах его реализации.

Таблица 6 – Характеристики реконструкции ПС

Реконструируемая ПС	Стоимость решения, млн. руб.	Индикатор состояния ПС «до», о.е.	Индикатор состояния ПС «после», о.е.
ПС1 (Весна)	300	0,782 (ПА3)	0 (Н)
ПС2 (Веер)	250	0,677 (ПА3)	0 (Н)
ПС3 (Орджоникидзевская)	350	0,776 (ПА3)	0 (Н)

Недостатком шестого сценария является максимальная величина капиталовложений (350 млн. руб.) на первом этапе программы перевооружения, превышающая затраты по 1 – 4 сценариям (табл. 7).

Таблица 7 – Оценка сценариев модернизации ПС СЭС

№	Шаг №1	Оценка шага №1 (для района / системы)	Ранг шага	Шаг №2	Оценка шага №2 (для района / системы)	Ранг шага	Шаг №3	Оценка системы (шага №3)
1	ПС1	0,32/0,5	3(4)	ПС2	0,56/0,45	5(6)	ПС3	0,3
2	ПС1	0,32/0,5	3(4)	ПС3	0,51/0,42	3(4)	ПС2	0,3
3	ПС2	0,56/0,51	5(6)	ПС1	0,32/0,45	5(6)	ПС3	0,3
4	ПС2	0,56/0,51	5(6)	ПС3	0,28/0,37	1(2)	ПС1	0,3
5	ПС3	0,51/0,49	1(2)	ПС1	0,316/0,42	3(4)	ПС2	0,3
6	ПС3	0,51/0,49	1(2)	ПС2	0,28/0,37	1(2)	ПС1	0,3

Разработанная система оценки эффективности принимаемых решений позволяет сформировать группу первоочередных мероприятий с учетом различных ограничений.

Заключение

Основные результаты диссертационной работы:

- Обоснована необходимость создания и разработки энерго-информационной модели развития и функционирования СЭС.
- Разработаны принципы и новая концепция формирования энерго-информационной модели для решения задач мониторинга схемно-режимных параметров СЭС мегаполисов, включающая динамическое формирование внутренних структур для объектной, топологической и нормативной информации.
- Для создания энерго-информационной модели предложен объектно-ориентированный подход на основе графового исполнения. Именно это обеспечивает гибкость, возможность преобразования и масштабирования полносвязной структуры СЭС города с учетом ее топологического многообразия, многоуровневого иерархического представления ЭС и инвариантности базовой структуры для моделирования режимов работы.
- Предложена адаптация методики энергораспределения применительно к распределительным сетям крупных городов. Разработанный подход позволяет снизить как методическую, так и информационную составляющие погрешности расчета потерь электроэнергии. Схемные изменения в системе электроснабжения адекватно учитываются за счет

использования максимальной кольцевой топологии, для которой известно время включенного состояния ее элементов.

- Выполнен системный анализ реального текущего состояния и качества функционирования СЭС больших городов, а также обозначены пути технического перевооружения и модернизации электроэнергетического комплекса на примере города-мегаполиса Екатеринбурга.

- Предложен генетический алгоритм решения оптимизационной задачи поиска точек размыкания в сложных распределительных сетях для минимизации потерь электроэнергии на основе расчетной модели энергораспределения.

- Введено понятие функционального состояния системы электроснабжения, комплексно отражающего технические, экономические, экологические и другие характеристики системы электроснабжения. Для оценки функционального состояния СЭС предложено использовать методологию индикативного анализа. Разработаны подходы к определению индикаторов и их группировки применительно к решению задач развития и реконструкции СЭС крупных городов.

- Показана возможность использования результатов индикативного анализа для формирования полного объема технических мероприятий по поддержанию объектов СЭС города в нормальном режиме, а также ликвидации предаварийных режимов путем ранжирования объектов по состоянию в условиях ограниченного финансирования. Обоснована необходимость решения комбинаторной задачи определения оптимального сценария развития СЭС, расчета капиталовложений и анализа их эффективности на каждом этапе.

- Разработана методика оценки эффективности принимаемых решений по ремонту и реконструкции элементов электросетевого комплекса, которая позволяет сформировать группу первоочередных мероприятий с учетом финансовых, технических и других ограничений.

Предложенные методики анализа и оптимизации состояния СЭС и созданные на их основе программные средства были внедрены в производственный процесс:

- ОАО «ЕЭСК» - программный комплекс «Trans» (2004 г.) определения технически обоснованных режимов нагрузки маслонаполненных силовых трансформаторов с точки зрения допустимых температур и термического износа изоляции на основе данных телеметрии, а также программа «Most» (2006 г.) для автоматизации расчетов оценки технического состояния электрооборудования с целью повышения качества управленческих решений на предпроектном этапе развития сетевого комплекса;

- Экспериментально-производственного комбината УГТУ-УПИ (УрФУ) - программный комплекс «Экспертные системы многокритериального оценивания систем электроснабжения» для поддержки принятия решений по развитию систем электроснабжения в условиях

неопределенности части исходной информации на основе многокритериальной модели;

- Филиала «МРСК Урала» Свердловэнерго – Система индикативного анализа оценки состояния основного оборудования электросетевого комплекса.

Статьи, опубликованные в рецензируемых научных журналах и изданиях определенных ВАК:

1. Артюгина В.В., Дмитриев С.А., Кокин С.Е., Лысак С.А. Система комплексного анализа сети 0.4 кВ // Вестник УГТУ-УПИ. 2004. №12 (42). С. 410-412.
2. Кокин С.Е., Лысак С.А. Прогнозирование электрических нагрузок // Вестник УГТУ-УПИ. 2004. №12 (42). С. 145-147.
3. Дмитриев С.А., Кокин С.Е., Пыжьянова Н.Н., Мошинский О.Б. Оценка режима работы и износа изоляции силовых трансформаторов // Вестник УГТУ-УПИ. 2004. №12 (42). С. 397-399.
4. Кокин С.Е., Пыжьянова Н.Н. Основные требования к системе электроснабжения города // Вестник УГТУ-УПИ. 2004. №12 (42). С. 412-415.
5. Дмитриев С.А., Кокин С.Е., Мошинский О.Б., Пыжьянова Н.Н. Оценка работоспособности силовых трансформаторов с учетом схемно-режимных параметров // Вестник УГТУ-УПИ. 2005. №12(64). С. 208-214.
6. Кокин С.Е., Пыжьянова Н.Н. Стратегия развития электроснабжения г. Екатеринбурга // Вестник УГТУ-УПИ. 2005. №12(64). С. 220-224.
7. Александрова Е.А., Дмитриев С.А., Кокин С.Е., Лысак С.А. Структура электропотребления в жилищном фонде города // Вестник УГТУ-УПИ. 2005. №12(64). С.224-229.
8. Дмитриев С.А., Кокин С.Е., Лысак С.А. Структура электропотребления в жилищном фонде мегаполиса // Известия Томского политехнического университета. 2005. Т. 308. №5. С. 146-148.
9. Кокин С.Е. Информационное обеспечение задачи перспективного развития электросетевого предприятия // Известия высших учебных заведений. **Проблемы энергетики**. 2008. № 11-12/1. С. 103-111.
10. Дмитриев С.А., Лысак С.А., Кокин С.Е., Мошинский О.Б., Пыжьянова Н.Н. Методологические подходы к формированию концепции развития структуры электрических сетей крупных городов// Известия высших учебных заведений. **Проблемы энергетики**. 2008. № 11-12/1. С. 89-93.
11. Мошинский О.Б., Паздерин А.В., Шерстобитов Е.В. К расчету балансов и потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях // **Промышленная Энергетика**. 2009. № 9. С. 32-37.
12. Адаричев Е.Н., Кокин С.Е., Паздерин А.В. Пути снижения электропотребления крупного города // **Электрические станции**. 2009. № 10. С. 43-46.
13. Бердин А.С., Кокин С.Е., Семенова Л.А. Оптимизация системы электроснабжения в условиях неопределенности // **Промышленная энергетика**. 2010. №4. С. 29-35.

14. Ерошенко С.А., Карпенко А.А., Кокин С.Е., Паздерин А.В. Научные проблемы распределенной генерации // Известия высших учебных заведений. **Проблемы энергетики**. 2010. № 11-12. С. 128-133.
15. Дмитриев С.А., Ерошенко С.А., Кузнецов Д.В., Кокин С.Е., А.В. Паздерин. Вопросы размещения источников распределенной генерации в электрических сетях мегаполисов // Вестник СамГТУ Технические науки. 2011. №4(32). С. 111-119.
16. Кокин С.Е. Определение оптимальных точек размыкания в сложнзамкнутых электрических сетях с помощью генетического алгоритм // **Промышленная Энергетика**. 2012. №2. С. 28-31.
17. Ерошенко С.А., Карпенко А.А., Кокин С.Е., Паздерин А.В. Оптимизация местоположения и мощности малой генерации в распределительных сетях// Известия высших учебных заведений. **Проблемы энергетики**. 2012. № 1-2.С. 43-50.

Другие основные работы автора по теме диссертации:

18. Богатырев Л.Л., Кокин С.Е., Паздерин А.В. Комплекс программ для оценки опасных состояний электроэнергетических систем // Применение математических методов и вычислительной техники в энергосистемах. Свердловск: УПИ, 1986. С. 84-91.
19. Богатырев Л.Л., Богданова Л.Ф., Кокин С.Е., Липаткин В.А., Зубарев В.В., Паздерин А.В. Программный комплекс системы ситуационного управления аварийными режимами энергосистем // Информационный листок Свердловского Центра научно-техн. информации и пропаганды №265-88. Свердловск: ЦНТИ, 1988. С. 63-74.
20. Богатырев Л.Л., Богданова Л.Ф., Кокин С.Е., Липаткин В.А., Паздерин А.В. Применение теории распознавания образов в задаче управления режимами сложных энергосистем // Автоматическое управление и регулирование в энергосистемах для обеспечения их устойчивой и надежной работы: сб. науч. тр. ВНИИЭ. М.: Энергоатомиздат, 1989. С. 112 - 129.
21. Кокин С.Е. Анализ схем электрических соединений энергообъектов // «Энергосистема: управление, качество, безопасность». Сборник трудов научно-технической конференции. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2001. С.220-223.
22. Кокин С.Е. / Комплекс программ для создания схемы питающей электрической сети // «Энергосистема: управление, качество, безопасность»: сб. тр. научно-технической конференции. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2001. С.449-451.
23. Дмитриев С.А., Бартоломей П.И., Кокин С.Е., Лысак С.А., Мошинский О.Б., Пыжьянова Н.Н. Информационное обеспечение задач перспективного развития систем электроснабжения городов // Вестник науки Костанайского социально-технического университета. 2008. №1. С. 116-120.

24. Kokin S.E. Polygon Scheme with a Replacement Switch // Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference. Nangin: IEEE, 2008 P. 840 – 846.
25. Kokin, S.E., Pazderin, A.V., Adarichev, E.N. Ways of Decreasing Maximum and Equalizing Curve of Big Cities' Power Demand // The First International Conference on Sustainable Power Generation and Supply. Nanjing, April 6-7. 2009. China: Power Network Technology Press. 2009. P. 315 -319.
26. Egorov A.O., Kokin S.E., Kochneva E.S., Pazderin A.V. Solution of Energy Flow Problem Using State Estimation Technique // 35th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. Porto, November 2-5. 2009. Portugal.: IEEE, 2009. P.1750 – 1755.
27. Dmitriev S.A., Kokin S.E. Working Out the Policy of Technical Modernization of Big Cities' Power Supply on the Basis of Network Condition Estimation Model// 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering IEEEIC 2010. Prague: Wroclaw University of Technology, 2010.P. 235-238.
28. Dmitriev S.A., Kokin S.E., Khalyasmaa A.I. Approaches to Technical Policy Management of Power Supply Companies in The Big Cities On The Basis of Network Condition Estimation Model // International Scientific Conference Energy Industry Development And Ecology, Ulaanbaatar, May 27-28. 2010. Ulaanbaatar: The Power Engineering School of Mongolian University, 2010. P. 126-131.
29. Дмитриев С.А., Кокин С.Е. Модель Оценки Техничко-экономического Состояния Системы Электроснабжения // International Scientific and Technical Conference Electrical Power Engineering-2010, Varna, September 6-8. 2010. Varna: Technical University, 2010. P. 87-92.
30. Dmitriev S.A., Kokin S.E., Khalyasmaa A.I. Determining Optimal Breakpoints in Urban Power Networks with Genetic Algorithm // International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12), Santiago de Compostela, March 28-30, 2012.
31. Dmitriev S.A., Kokin S.E., Khalyasmaa A.I. Evaluation model for urban power supply systems // Advanced Materials Research. 2012. 468-471. P. 1642-1648.
32. Васильева Н.С., Гольдштейн В.Г., Гундаев А.В., Кокин С.Е. Инновационные методы решения проблем надежного электроснабжения мегаполисов // В кн. Труды Кольского научного центра РАН: Энергетика. Апатиты. Выпуск 5. 2/2012 (9). С. 23-29.